

Утверждено
Советом Директоров ПАО «Россети»
(протокол от 22.02.2017 № 252)

**Положение ПАО «Россети»
«О единой технической политике в электросетевом комплексе»**

Москва, 2017 г.

Содержание

1.	Введение	5
2.	Термины и определения	6
3.	Стратегические задачи технической политики	15
4.	Анализ текущего состояния объектов электросетевого комплекса	17
4.1.	Анализ состояния магистральных электрических сетей	17
4.2.	Анализ состояния распределительных электрических сетей	18
5.	Подстанции и распределительные устройства	21
5.1.	Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанции	21
5.2.	Проектные и строительные решения при новом строительстве, техническом перевооружении, реконструкции подстанций	22
5.3.	Здания и сооружения подстанции с высшим напряжением 6-110 кВ	26
6.	Основное оборудование	27
6.1.	Силовые автотрансформаторы, трансформаторы и реакторы	27
6.2.	Коммутационная аппаратура	29
6.3.	Комплектные распределительные устройства	30
6.4.	Токопроводы и ошиновка	32
6.5.	Электромагнитные измерительные трансформаторы	32
6.6.	Ограничители перенапряжений нелинейные	34
6.7.	Устройства компенсации реактивной мощности	34
6.8.	Собственные нужды	35
7.	Воздушные линии электропередачи	36
7.1.	Общие положения	36
7.2.	Методические подходы при проектировании	36
7.3.	Технологии производства строительного-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции воздушных линий электропередачи	38
7.4.	Опоры	39
7.5.	Фундаменты	41
7.6.	Провода, грозозащитные тросы	42
7.7.	Изоляторы и линейная арматура	43
7.8.	Защита от грозовых перенапряжений	45
7.9.	Линейное коммутационное оборудование 6-35 кВ	45
7.10.	Защита воздушных линий от гололедно-ветровых воздействий	46
8.	Кабельные линии	48
8.1.	Общие принципы построения силовых кабельных линий	48
8.2.	Арматура для силовых кабельных линий	48
8.3.	Требования к экранам силовых кабелей	49
9.	Системы оперативного тока	50
9.1.	Требования к системам оперативного тока	50
9.2.	Постоянный оперативный ток	50
9.3.	Схемные решения по организации защиты системы оперативного тока	52
9.4.	Зарядные устройства	52
9.5.	Выпрямленный оперативный ток	53
9.6.	Переменный оперативный ток	53
9.7.	Перспективные направления развития	53
10.	Релейная защита и автоматика	55
10.1.	Общие положения	55
10.2.	Устройства регистрации аварийных событий	56
10.3.	Основные направления развития релейной защиты и автоматики	57

10.4.	Особенности построения РЗА.....	58
11.	Техническое диагностирование и мониторинг электросетевого оборудования.....	59
11.1.	Основные направления развития.....	59
11.2.	Оборудование подстанций.....	60
11.3.	Воздушные линии электропередачи.....	63
11.4.	Кабельные линии.....	63
11.5.	Общие требования к автоматизированным системам мониторинга и технического диагностирования	64
11.6.	Электротехнические лаборатории.....	64
11.7.	Физико-химические лаборатории.....	65
12.	Автоматизированные системы управления предприятием, корпоративные информационные системы	66
12.1.	Основные принципы развития.....	66
12.2.	Общие требования к архитектуре информационной системе уровня предприятия.	66
12.3.	Требования к системе управления корпоративными данными.....	67
12.4.	Средства интеграции информационных систем	67
12.5.	Требования к планированию архитектуры информационной системы.....	68
12.6.	Рекомендации по выбору горизонтов планирования для информационных систем	68
12.7.	Требования к поставщикам и производителям информационных систем.....	68
13.	Центры обработки данных.....	70
13.1.	Общие положения развития центров обработки данных	70
13.2.	Общая структура центра обработки данных.....	70
14.	Автоматизированные системы технологического управления	72
14.1.	Общие принципы развития Автоматизированных систем технологического управления	72
14.2.	Автоматизированные системы учета электроэнергии.....	75
14.3.	Автоматизированные системы оперативно-технологического и ситуационного управления	79
14.4.	Системы автоматизации подстанций	84
15.	Метрологическое обеспечение	91
15.1.	Общие положения	91
15.2.	Требования к измерениям.....	91
15.3.	Требования к единицам величин.....	91
15.4.	Требования к методикам (методам) измерений.....	92
15.5.	Требования к средствам измерений.....	92
15.6.	Требования к информационно-измерительным системам	93
15.7.	Требования к стандартным образцам.....	93
16.	Мониторинг и управление качеством электроэнергии.....	93
16.1.	Мониторинг и управление качеством электроэнергии в ЕНЭС.....	93
16.2.	Мониторинг и управление качеством электроэнергии в сетях распределительного сетевого комплекса.....	95
17.	Сети связи	97
17.1.	Общие принципы развития сетей связи	97
17.2.	Кабельные линии связи.....	100
17.3.	Волоконно-оптические линии связи.....	101
17.4.	Радиорелейные линии и сети беспроводного широкополосного доступа	103
17.5.	Системы высокочастотной связи по воздушным линиям электропередачи.....	104
17.6.	Сеть подвижной радиосвязи	105
17.7.	Сеть спутниковой связи	106
17.8.	Сеть телефонной связи.....	106

17.9.	Сеть передачи данных.....	107
17.10.	Сеть видеоконференцсвязи.....	108
17.11.	Система управления сетью связи	109
17.12.	Сеть тактовой сетевой синхронизации.....	110
18.	Управление производственными активами.....	111
18.1.	Цели управления производственными активами.....	111
18.2.	Принципы управления производственными активами.....	111
18.3.	Задачи развития системы управления производственными активами.....	112
18.4.	Основные функциональные области системы управления производственными активами	112
18.5.	Управление операционной деятельностью в части технического обслуживания и ремонта и управление инвестиционной деятельностью в части технического перевооружения и реконструкции	112
18.6.	Управление нормативно-методологическим и регламентным обеспечением процессов управления производственными активами	115
18.7.	Управление базами данных автоматизированных систем управления производственными активами.....	115
18.8.	Управление технологическими решениями и ИТ-инфраструктурой.....	116
18.9.	Управление персоналом и организационным обеспечением процессов управления производственными активами.....	116
18.10.	Ожидаемые эффекты от реализации системы управления производственными активами	117
19.	Оперативно - технологическое управление.....	118
19.1.	Общие принципы развития оперативно-технологического управления.....	118
19.2.	Функциональные требования к автоматизированным системам оперативно-технологического и ситуационного управления	120
20.	Экологическая безопасность.....	121
20.1.	Основные принципы экологической безопасности	121
20.2.	Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований экологической безопасности	121
21.	Охрана труда.....	123
21.1.	Основные цели в области охраны труда	123
21.2.	Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований охраны труда и безопасности персонала	124
22.	Пожарная безопасность.....	126
22.1.	Основные принципы в области пожарной безопасности	126
22.2.	Система противопожарной защиты объекта.....	126
22.3.	Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований пожарной безопасности и предупреждение технологических нарушений, связанных с пожарами	128
23.	Промышленная безопасность	131
24.	Безопасность дорожного движения	131
25.	Требования к практическому обучению производственного персонала	133
26.	Технический надзор в отношении объектов электросетевого комплекса.....	135
27.	Безопасность и антитеррористическая защищенность объектов электросетевого комплекса	137
28.	Информационная безопасность	139
28.1.	Цели и задачи информационной безопасности.....	139
28.2.	Основные принципы развития.....	139
28.3.	Основные технические требования	140
28.4.	Оценка соответствия по требованиям информационной безопасности.....	142
28.5.	Ограничения по применению технологий/оборудования	143
29.	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности	144

30.	Импортозамещение	146
31.	Долгосрочная инвестиционная программа.....	148
32.	Реализация проектов нового строительства и реконструкции электросетевого комплекса	149
	32.1. Проектирование объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции.....	149
	32.2. Обеспечение соответствия требованиям по надежности, безопасности вводимых объектов капитального строительства.....	150
	32.3. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов.....	151
33.	Организация закупок материально-технических ресурсов и оборудования, работ и услуг	153
34.	Аттестация оборудования, материалов и систем	154
35.	Нормативно-техническое обеспечение.....	156
36.	Контроль за реализацией технической политики	158
37.	Перспективные технологии	159
	37.1. Общие положения	159
	37.2. Создание электрических сетей нового поколения нового технологического уклада (интеллектуальных электрических сетей)	159
	37.3. Цифровые подстанции	161
	37.4. Перспективные технологии интеллектуальной электроэнергетической сети....	165
38.	Показатели прогрессивности технических решений	170
	38.1. Общие положения	170
	38.2. Показатели прогрессивности первичного и вторичного оборудования	170
	40.3. Показатели прогрессивности для оборудования и элементов.....	178
39.	Ограничения по применению оборудования, технологий и материалов.....	181
40.	Приложения.....	183
	40.1. Типовые требования к строящимся учебно-тренировочным полигонам районов и производственных отделений.....	183
	40.2. Перечень внутренних документов общества, обеспечивающих реализацию технической политики	189
	40.3. Используемые сокращения	192

1. Введение

1.1. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» (далее - Положение) является внутренним документом ПАО «Россети» (далее - Общество), разработано в соответствии с действующим законодательством и является основополагающим документом, обязательным для применения в деятельности дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети» (далее - ДЗО), осуществляющих деятельность по передаче и распределению электрической энергии.

1.2. Соблюдение требований Положения является обязательным для структурных подразделений Общества и ДЗО.

1.3. В отношении ДЗО настоящее Положение, как внутренний документ Общества, носит обязательный характер в части общего описания механизма взаимодействия Общества и ДЗО и является обязательным для исполнения третьими лицами, привлекаемыми на договорной основе для целей выполнения работ (услуг, поставок) на объектах ЭСК ДЗО (в том числе, путем включения требований Положения в заключаемые договоры).

1.4. На основе требований Положения в Обществе должен быть разработан (пересмотрен) комплекс НТД (стандарты организации, регламенты, нормы, своды правил и т.п.), определяющий приоритеты и правила применения технических решений Положения в ходе эксплуатации электросетевых объектов, реализации программ нового строительства, комплексного технического перевооружения и реконструкции объектов ЭСК ДЗО, а также при инновационном и перспективном развитии.

1.5. Статус Положения в отношении сторонних организаций, присоединившихся к Положению, определяется соглашением о присоединении между Обществом и организацией.

1.6. Для обозначения обязательности выполнения технических требований в Положении применяются понятия «должен», «следует», «необходимо» и производные от них.

1.7. Требования обязательности не распространяются на правовую самостоятельность органов управления ДЗО при принятии ими решений в рамках их компетенции в соответствии с действующим законодательством и уставами ДЗО.

1.8. Понятие «как правило» означают, что данное техническое требование является преобладающим, а отступление от него должно быть обосновано.

1.9. Понятие «допускается» означает, что данное техническое требование или решение применяется в виде исключения, как вынужденное при соответствующем обосновании (вследствие стесненных условий, ограниченных ресурсов, отсутствия необходимого электротехнического оборудования, изделий и материалов и т. п.).

1.10. Понятие «рекомендуется» означает, что данное техническое решение является приоритетным, но не обязательным.

1.11. Положение подлежит пересмотру по мере необходимости, но не реже одного раза в пять лет.

1.12. При использовании Положения целесообразно проверить действие ссылочных нормативных правовых актов и стандартов в официальных информационных системах общего пользования. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим Положением следует руководствоваться заменяющим (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется, в части, не затрагивающей эту ссылку.

2. Термины и определения

№	Термин	Определение
1.	Авария	технологическое нарушение на объекте электроэнергетики и (или) энергопринимающей установке, приведшее к разрушению или повреждению сооружений и (или) технических устройств (оборудования) объекта электроэнергетики и (или) энергопринимающей установки, неконтролируемому взрыву и (или) выбросу опасных веществ, отклонению от установленного технологического режима работы объектов электроэнергетики и (или) энергопринимающих установок, полному или частичному ограничению режима потребления электрической энергии (мощности), возникновению или угрозе возникновения аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы
2.	Автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования (АСМД)	система, обеспечивающая сбор, хранение, обработку информации и техническое диагностирование в режиме непрерывного контроля параметров объекта с применением автоматизированных систем реального времени и участием человека
3.	Акт-предписание	оформленный, согласованный и принятый к исполнению документ установленного образца, содержащий результаты проведенной проверки, в том числе перечень основных выявленных нарушений, мероприятия и сроки по их устранению, выводы и предложения по итогам проверки
4.	Аутсорсинг	передача Обществом или ДЗО определённых видов или функций деятельности другой компании на основании договора
5.	Единство измерений	состояние измерений, при котором их результаты выражены в допущенных к применению в Российской Федерации единицах величин, а показатели точности измерений не выходят за установленные границы
6.	Замена	замена эксплуатируемого оборудования на аналогичное по функциональности в рамках программы ТПиР

7.	Инженерная инфраструктура (системы)	<p>комплекс технических и/или программных средств, обеспечивающих нормальное функционирование информационно-телекоммуникационной инфраструктуры. Инженерная инфраструктура включает в себя:</p> <ul style="list-style-type: none"> - климатическую подсистему; - подсистему электроснабжения; - подсистему автоматического пожаротушения; - подсистему охранной и пожарной сигнализации; - подсистему контроля и управления доступом; - подсистему видеонаблюдения; - подсистему мониторинга; - подсистему водоснабжения и канализации.
8.	Инсорсинг	совокупность операций, выполняемых для определения количественного значения величины
9.	Инспектор	работник ЦТН, выполняющий функции технического надзора в отношении субъекта электроэнергетики
10.	Интеллектуальная сеть (ИС)	<p>качественно новый вид электрической сети, позволяющий осуществлять в реальном времени мониторинг и управление сетью, осуществлять коммуникации между потребителями и поставщиками, предоставляя возможность оптимизации потребления, сокращая стоимость электроэнергии, тем самым обеспечивая новый уровень надежности и экономичности энергоснабжения, которая позволяет:</p> <ul style="list-style-type: none"> - интегрировать все виды генерации (в том числе малую генерацию) и любые типы потребителей (от домашних хозяйств до крупной промышленности) для ситуационного управления спросом на их услуги и для активного участия в работе энергосистемы; - изменять в режиме реального времени параметры и топологию сети по текущим режимным условиям, исключая возникновение и развитие аварий; - обеспечивать расширение рыночных возможностей инфраструктуры путем взаимного оказания широкого спектра услуг субъектами рынка и инфраструктурой; - минимизировать потери, расширить системы самодиагностики и самовосстановления при соблюдении условий надежности и качества электроэнергии; - интегрировать электросетевую и информационную инфраструктуру для создания системы управления с полномасштабным информационным обеспечением.

11.	Информационная телекоммуникационная инфраструктура	совокупность решений, таких как сервера, коммутационное оборудование, каналы связи, ЛВС, системы мониторинга и т.п., обеспечивающих обработку и хранение данных, а также передачу данных пользователям
12.	Информационные технологии и телекоммуникации (ИТТ)	совокупность организационных, технических, программных и языковых средств, обеспечивающих реализацию информационного процесса, таких как.: <ul style="list-style-type: none"> - АСУ (в т.ч. в АСТУ) - системы и сети связи - вычислительная инфраструктура, ЦОД
13.	Испытательное оборудование	средство испытаний, представляющее собой техническое устройство для воспроизведения условий испытаний
14.	ИТ сервис (ИТ услуга)	совокупность ИТ компонентов (оборудование программное обеспечение и т.д.), процессов и людей, обеспечивающих выполнение отдельных бизнес задач или бизнес-процессов
15.	ИТ, информационные технологии	совокупность методов, способов, приёмов и средств, реализующих информационный процесс в соответствии с заданными требованиями
16.	Кибернетическая безопасность	широкий спектр практических приёмов, инструментов и концепций, тесно связанных с технологиями информационной и операционной безопасности
17.	Локальный ИТ сервис	ИТ сервис, предоставляемый пользователям только Общества или отдельного ДЗО
18.	Магистральные электрические сети	электрическая сеть, предназначенная для передачи электрической энергии от производителя к пунктам подключения распределительных электрических сетей
19.	Мониторинг	непрерывный контроль параметров объекта с применением автоматизированных систем, обеспечивающих сбор, хранение и обработку информации в режиме реального времени
20.	Нормативно-справочная информация автоматизированной системы	информация, заимствованная из нормативных документов и справочников и используемая при функционировании автоматизированных систем. (ГОСТ 34.003-90). К нормативно-справочной информации (основным данным, мастер данным) относится совокупность условно-постоянной базовой информации, используемой многими пользователями в различных приложениях, в отличие от транзакционных данных, относящихся лишь к конкретному событию

21.	Оперативное предписание	оформленный по результатам проверок или регламентных работ документ установленного образца, содержащий описание неотложных мер, направленных на ликвидацию выявленных нарушений, которые могут привести к производственному травматизму либо аварии (технологическому нарушению)
22.	Основное оборудование	оборудование, непосредственно участвующее в передаче, распределении, преобразовании электроэнергии
23.	Отказ	событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта (ГОСТ 27.002-89)
24.	Показатели (индикаторы) энергетической эффективности	количественная и/или качественная характеристика планируемых и реализуемых мер по энергосбережению, выражаемая в абсолютных и/или относительных единицах
25.	Последствия отказа	потери, которые несет Общество и ДЗО в случае незапланированного прекращения электроснабжения потребителей. Характер последствий может быть различным (экономический, социальный, экологический, репутационный и др.)
26.	Проверка	совокупность проводимых работниками ЦТН в отношении субъекта проверки мероприятий по техническому надзору по месту нахождения объекта проверки и/или месту фактического осуществления его деятельности
27.	Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности (ПЭСБ)	документ, определяющий рекомендации, конкретные мероприятия, объем и сроки их выполнения по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, направленные на достижение целевых показателей энергосбережения за определенный период, а также ответственных исполнителей
28.	Производственная программа	совокупность программ ТОиР и ТПиР (планов работ на техническое обслуживание, ремонт, модернизацию, техническое перевооружение и реконструкцию, расчистку трасс и расширение просек ВЛ)
29.	Производственные активы	совокупность материальных активов, непосредственно участвующих в передаче и распределении электроэнергии, а также находящиеся в аварийном резерве, используемые в качестве обменного фонда. К производственным активам относятся объекты электросетевого хозяйства - ЛЭП, трансформаторные и иные ПС, РП и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование, здания, сооружения, системы технологического управления

30.	Рабочая документация	документация, состоящая из документов в текстовой форме, рабочих чертежей, спецификации оборудования и изделий, разрабатываемая в целях реализации в процессе строительства архитектурных, технических и технологических решений, содержащихся в проектной документации на объект капитального строительства
31.	Распределительные электрические сети	электрическая сеть, обеспечивающая распределение электрической энергии между пунктами потребления
32.	Реконструкция объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов)	изменение параметров объекта капитального строительства, его частей (высоты, количества этажей, площади, объема), в том числе надстройка, перестройка, расширение объекта капитального строительства, а также замена и (или) восстановление несущих строительных конструкций объекта капитального строительства, за исключением замены отдельных элементов таких конструкций на аналогичные или иные улучшающие показатели таких конструкций элементы и (или) восстановления указанных элементов (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установлен
33.	Реконструкция линейных объектов	изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов (мощности, грузоподъемности и других) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов
34.	Релейная защита; РЗ	совокупность устройств, предназначенных для автоматического выявления коротких замыканий, замыканий на землю и других ненормальных режимов работы ЛЭП и оборудования, которые могут привести к их повреждению и / или нарушению устойчивости энергосистемы, формирования управляющих воздействий на отключение коммутационных аппаратов в целях отключения этих ЛЭП и оборудования от энергосистемы, формирования предупредительных сигналов
35.	Релейная защита и автоматика; РЗА	релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов, технологическая автоматика объектов электроэнергетики
36.	Ремонт	комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделия и восстановлению ресурса изделий или их составных частей (ГОСТ 18322-78)

37.	Ремонт по техническому состоянию	ремонт, при котором объем и момент начала ремонта определяются техническим состоянием, при этом, контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме установленными документацией производителя оборудования или требованиями НТД (ГОСТ 18322-78)
38.	Ремонтная программа	совокупность графиков и планов-графиков выполнения ремонтных работ в составе основных характеристик и объемов финансирования, составляемая на один год (краткосрочная) в рамках периода тарифного регулирования и на период не менее пяти лет (долгосрочная), формируемая на основании нормативных документов и утверждаемая в установленном порядке
39.	Риск отказа оборудования (риск)	вероятностный показатель (количественная характеристика, мера) опасности и величины негативных последствий (экономических, экологических, социальных) от отказа единицы оборудования
40.	Система мониторинга	система, обеспечивающая сбор, хранение и обработку информации в режиме непрерывного контроля параметров объекта с применением автоматизированных систем реального времени
41.	Система управления производственными активами (СУПА)	взаимосвязанные и совместно используемые схемы процессов, показатели их эффективности, правила, методики, алгоритмы, нормативно-справочная информация, информационные системы и базы данных для систематического воздействия на активы, надежность их использования, риски и расходы на протяжении всего жизненного цикла с учетом стратегических целей компании
42.	Средство измерений (СИ)	техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и (или) хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени
43.	Структурные элементы (кластеры)	объединение нескольких самостоятельных ЦОД оператора, которое может рассматриваться как самостоятельная единица
44.	Телекоммуникационная инфраструктура	комплекс технических и/или программных средств обеспечивающих взаимосвязь элементов информационной инфраструктуры, а также передачу данных между информационной инфраструктурой и пользователями

45.	Техническая диагностика (Диагностика)	область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов
46.	Технический надзор	комплекс мероприятий, направленных на предупреждение, выявление и пресечение нарушений требований надежности и безопасности в сфере электроэнергетики, установленных федеральными законами, принимаемыми в соответствии с ними иными нормативными правовыми актами Российской Федерации в области электроэнергетики, а также локальными правовыми актами, посредством организации и проведения проверок (комплексных, целевых, документарных) и регламентных работ, принятия мер по пресечению и/или устранению последствий выявленных нарушений, анализа и прогнозирования состояния исполнения обязательных требований при осуществлении производственной деятельности субъекта электроэнергетики
47.	Техническое диагностирование (Диагностирование)	определение технического состояния объекта
48.	Техническое обслуживание	комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании (ГОСТ 18322-78)
49.	Техническое перевооружение	комплекс работ на действующих объектах электрических сетей (линиях электропередачи, подстанциях, распределительных и переключательных пунктах, технологически необходимых зданиях, коммуникациях, вспомогательных сооружениях, ремонтно-производственных базах) по повышению их технико-экономического уровня, состоящий в замене морально и физически устаревшего оборудования и конструкций на новые и более совершенные, механизации работ и внедрении автоматизированных систем управления и контроля и других современных средств управления производственным процессом, совершенствовании подсобного и вспомогательного хозяйства объекта при сохранении основных строительных решений в пределах ранее выделенных земельных участков. (РД 153-34.3-20.409-99)

50.	Техническое состояние	совокупность подверженных изменению в процессе производства или эксплуатации свойств объекта, характеризующаяся в определенный момент времени признаками, установленными технической документацией на этот объект (ГОСТ 19919-74)
51.	Технологическое помещение	помещение со специально созданными и поддерживаемыми условиями для размещения и функционирования серверного и телекоммуникационного оборудования. Используется для размещения некритичного или резервируемого в ЦОД серверного оборудования, а также активного сетевого оборудования Общества
52.	Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР)	совокупность природных и произведенных энергоносителей, запасенная энергия которых при существующем уровне развития техники и технологии доступна для использования в хозяйственной деятельности. К ТЭР используемым на объектах ДЗО Общества относятся: электрическая энергия, тепловая энергия, природный газ, уголь, нефтепродукты, в том числе бензин, дизельное топливо, мазут, керосин
53.	Услуга	способ предоставления ценности Пользователям Общества через содействие им в получении конечных результатов, которых пользователи Общества хотят достичь без владения специфическими затратами и рисками
54.	Целевые показатели	прогнозируемые конечные результаты деятельности, имеющие количественную оценку
55.	Центр обработки данных (ЦОД)	специализированное здание или помещение внутри такого здания для размещения основного серверного и телекоммуникационного оборудования Общества и подключения его к каналам связи
56.	Централизованный ИТ сервис	ИТ сервис, предоставляемый централизованно в рамках Общества и ДЗО
57.	Цифровая подстанция (ЦПС)	ПС с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами (ССПИ, АИИС КУЭ, РЗ, ПА, РАС, ОМП и др.), в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе протоколов МЭК 61850, 61968/61970. Первичное силовое оборудование ПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем ориентированы на поддержку цифрового обмена данными

58.	Эксплуатационное состояние	оперативное состояние линии электропередачи или оборудования: в работе (в том числе нахождение в автоматическом резерве и нахождение под напряжением), в резерве, в вынужденном простое, в ремонте или в консервации
59.	Эксплуатация	стадии жизненного цикла объекта электросетевого хозяйства или единицы оборудования, на которых реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество. Эксплуатация изделия включает в себя в общем случае транспортирование, хранение, использование по назначению (оперативно-технологическое управление), техническое обслуживание (включая диагностику) и ремонт (ГОСТ 25866)
60.	Этап строительства	строительство одного из объектов капитального строительства, строительство которого планируется осуществить на одном земельном участке, если такой объект может быть введен в эксплуатацию и эксплуатироваться автономно, то есть независимо от строительства иных объектов капитального строительства на этом земельном участке, а также строительство части объекта капитального строительства, которая может быть введена в эксплуатацию и эксплуатироваться автономно, то есть независимо от строительства иных частей этого объекта капитального строительства

3. Стратегические задачи технической политики

3.1. Техническая политика – это совокупность обязательных и рекомендуемых для применения технических решений и технологий, а также направлений их развития, выработанных на основании утвержденных и проверенных принципов и критериев, позволяющих обеспечить плановое изменение электрических сетей, находящихся под управлением Общества и его ДЗО.

3.2. Техническая политика разработана для достижения основных целей, определенных в Стратегии развития ЭСК Российской Федерации, утвержденной Распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.04.2013 № 511-р и в Долгосрочной программе развития ПАО «Россети», утверждена Советом директоров, протокол от 19.12.2014 № 174.

3.3. Целями технической политики являются определение основных направлений развития техники и технологий, унификация технических решений, обеспечивающих повышение надежности и эффективности функционирования объектов электроэнергетики в краткосрочной и долгосрочной перспективе при обеспечении надлежащей промышленной и экологической безопасности на основе инновационных принципов развития, обеспечивающих недискриминационный доступ к электрическим сетям всем участникам рынка.

3.4. Основные задачи, на решение которых направлена техническая политика:

- повышение эффективности и развитие ЭСК Российской Федерации для обеспечения надежного снабжения потребителей, функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии, параллельной работы единой энергосистемы Российской Федерации с энергосистемами иностранных государств;
- преодоление тенденции старения основных фондов электросетевых организаций за счет их модернизации и применения инновационной техники и технологий при реконструкции, техническом перевооружении и строительстве электрических сетей;
- разработка рекомендаций по повышению пропускной способности электрических сетей и снижению потерь электрической энергии;
- повышение энергоэффективности применяемых технологий, оборудования, материалов, систем, формирование программы энергосбережения и сокращение технологических потерь электрической энергии в электрических сетях;
- сокращение совокупной стоимости владения электросетевых объектов за счет оптимизации технических решений при разработке проектной документации, применения современных видов оборудования, строительных конструкций, сокращения площадей, занимаемых объектами электросетевого хозяйства;
- обеспечение выдачи мощности объектов по производству электрической энергии в сеть;
- создание условий для присоединения к электрической сети участников оптового и розничных рынков на условиях недискриминационного доступа при наличии технической возможности для этого и соблюдении ими установленных правил доступа;
- развитие структуры оперативно-технологического управления объектами электроэнергетики ПАО «Россети» и потребителей электроэнергии;
- развитие совместно с АО «СО ЕЭС» технологий управления режимами работы гибких элементов сетевой инфраструктурой;
- развитие информационной и телекоммуникационной инфраструктуры, повышение наблюдаемости электрической сети и качества информационного обмена с АО «СО ЕЭС» и другими субъектами оптового и розничных рынков электроэнергии;
- автоматизация ПС, внедрение и развитие современных систем контроля технического состояния, систем РЗА и ПА, систем связи, инженерных систем, коммерческого и технического учета электроэнергии;
- переход к созданию ЦПС без постоянного оперативного персонала;

- совершенствование технологий эксплуатации, технического обслуживания и ремонта. Обеспечение профессиональной подготовки эксплуатационного и ремонтного персонала с учетом внедрения новых технологий и инновационного оборудования;
- развитие направления диагностики для обеспечения получения достоверной информации о состоянии электрооборудования;
- совершенствование нормативно-технической базы и методического обеспечения;
- предотвращение угроз совершения террористических актов и нейтрализация киберугроз;
- определение основных направлений для развития и планирования деятельности научно-исследовательских организаций, заводов - изготовителей электротехнического оборудования и материалов;
- формирование стимулов для развития на территории Российской Федерации производства современных видов оборудования, строительных конструкций применяемых при новом строительстве, реконструкции, эксплуатации и ремонте объектов и направленных на минимизацию негативного воздействия на окружающую среду;
- оптимизация процессов по загрузке мощностей электросетевых активов, эффективному использованию резервов сетевой мощности, возможности перераспределения мощности в пользу заинтересованных потребителей, выработка новых подходов при формировании инвестиционных программ, результатом которых будут востребованные в полном объеме построенные электросетевые объекты.

3.5. К целевым показателям, по которым оценивается развитие ЭСК, относятся:

- показатели надежности Psaidi, Psaifi;
- уровень потерь электрической энергии;
- оснащение системами интеллектуального учета точек поставки электрической энергии;
- платежи за допустимые и сверхнормативные выбросы, сбросы, размещение отходов.

3.6. Значения целевых показателей установлены соответствующими нормативными правовыми актами Российской Федерации и внутренними документами Общества и ДЗО.

3.7. Основными механизмами реализации технической политики являются:

- НИОКР;
- разработка НТД;
- контроль соблюдения требований Положения при реализации инвестиционных проектов при проектировании электросетевых объектов;
- разработка функциональных концепций и стратегий технического развития;
- подтверждение показателей назначения оборудования, материалов и систем.

3.8. Техническая политика описывает подходы, которые должны применяться при подготовке и реализации следующих программ Общества и ДЗО:

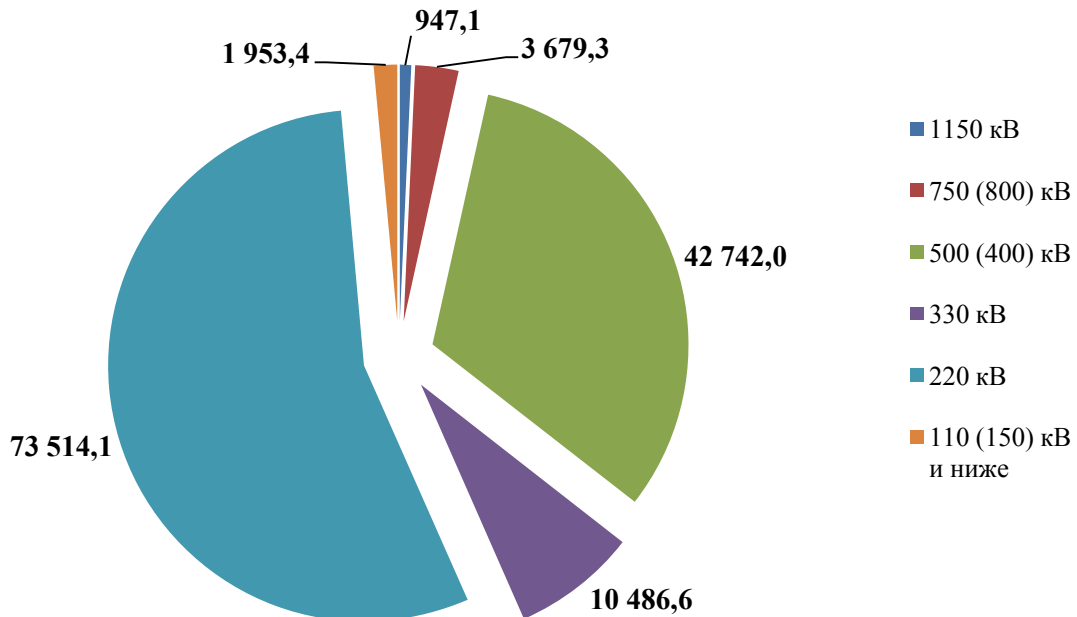
- инвестиционные программы;
- производственные программы;
- программы инновационного развития;
- программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- целевые программы, связанные с реализацией технических концепций и стратегий технического развития;
- программы НИОКР;
- программы по разработке и актуализации НТД;
- программы импортозамещения.

4. Анализ текущего состояния объектов электросетевого комплекса

4.1. Анализ состояния магистральных электрических сетей

4.1.1. На 01.01.2016 года общая протяжённость (по трассе) ЛЭП магистрального ЭСК составляет 133 322,5 км. Структура протяженности ЛЭП по классам напряжения приведена на диаграмме 1.

Диаграмма 1. Структура протяженности ЛЭП ПАО «Россети», эксплуатируемых ПАО «ФСК ЕЭС», по классам напряжения, км (проектное напряжение).



4.1.2. Общее количество ПС напряжением 35 кВ и выше, находящихся в эксплуатации (в т.ч. арендуемых), составляет 861 ед., в том числе:

- напряжением 1150 кВ - 3 ед.;
- напряжением 750 кВ - 9 ед.;
- напряжением 500 кВ - 111 ед. (в т.ч. 1 ед. ПС 400 кВ);
- напряжением 330 кВ - 71 ед.;
- напряжением 220 кВ - 620 ед.;
- напряжением 35-110 кВ - 47 ед.

4.1.3. Помимо этого в эксплуатации находятся ТП 10(6)/0,4 кВ.

4.1.4. Состояние ЕНЭС характеризуется следующим объемом оборудования со сверхнормативным сроком службы: 59% для ПС (более 25 лет) и 49% для ЛЭП (более 35 лет), при этом доля оборудования, находящегося в эксплуатации более 50 лет, для ПС составляет 4%, для ЛЭП - 18%.

4.1.5. На 01.01.2016 доля ЛЭП, находящихся в эксплуатации более 35 лет, в разрезе классов напряжения составила:

- ЛЭП 1150 кВ - 0%;
- ЛЭП 750 (800) кВ - 28%;
- ЛЭП 500 кВ - 38%;
- ЛЭП 330 кВ - 56%;
- ЛЭП 220 кВ - 56%;
- ЛЭП 110 кВ и ниже - 50%.

4.1.6. На 01.01.2016 доля основного оборудования ПС, находящегося в эксплуатации более 25 лет, в разрезе классов напряжения составила:

- ПС 1150 кВ - 73%;
- ПС 750 кВ - 47%;
- ПС 500 кВ - 52%;
- ПС 330 кВ - 47%;
- ПС 220 кВ - 74%;
- ПС 110 кВ и ниже - 57%.

В 2015 году зафиксирована отрицательная динамика старения парка оборудования – доля парка оборудования, выработавшего нормативный срок службы, в сравнении с 2014 годом увеличилась на 2% как по воздушным ЛЭП, так и по оборудованию ПС. Данный факт свидетельствует о необходимости увеличения объемов технического перевооружения и реконструкции объектов электросетевого хозяйства.

4.1.7. В магистральном электросетевом комплексе для оценки состояния оборудования ПС, ЛЭП используется трехуровневая система «рабочее – ухудшенное – предаварийное¹».

4.1.8. На 01.01.2015 состояние 78% оборудования ПС оценивалось как «рабочее», 22% - «ухудшенное». В случае оценки состояния оборудования как «предаварийное» проводятся мероприятия по его ремонту либо замене в целях обеспечения необходимого уровня надежности функционирования ЭСК.

4.1.9. Состояние ВЛ ЕНЭС на 01.01.2015 характеризовалось следующим соотношением (по протяженности):

- «рабочее» состояние - 42%;
- «ухудшенное» состояние - 56%;
- «предаварийное» состояние - 2%.

4.1.10. Установленное на объектах ЕНЭС основное электротехническое оборудование изготовлено, в основном, в шестидесятые-семидесятые годы прошедшего столетия и уступает современным аналогам по техническим характеристикам, массогабаритным показателям, требует увеличивающихся с ростом срока службы затрат на техническое обслуживание и ремонт.

4.1.11. 79% устройств РЗА выполнено с использованием электромеханических реле. На микроэлектронной базе выполнено 3%, на микропроцессорной - 18% устройств. Общая доля устройств РЗА со сверхнормативным сроком службы (25 лет для электромеханических, 12 лет для микроэлектронных, 15 лет для микропроцессорных устройств) составляет 53,2%.

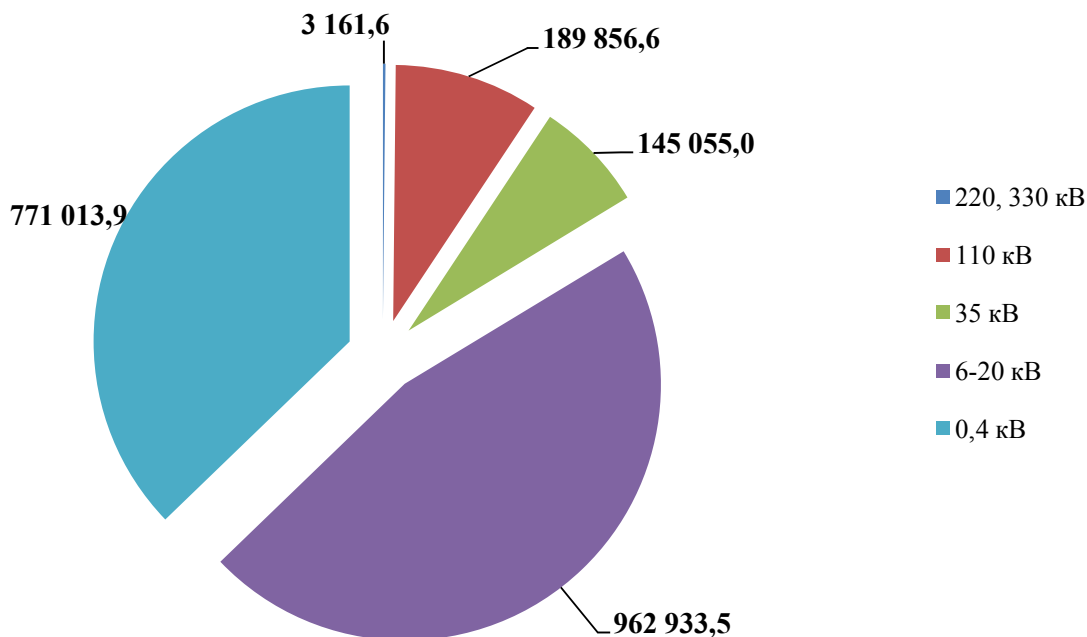
4.1.12. Общая доля технологических нарушений в электросетевом комплексе по причинам, связанным со старением (износом) оборудования, по итогам 2015 года составила 24%. В связи с этим необходимо обеспечить обновление производственных активов в объемах, достаточных для недопущения роста доли оборудования с длительными сроками эксплуатации.

4.2. Анализ состояния распределительных электрических сетей

4.2.1. На 01.01.2016 года общая протяжённость (по трассе) ВЛ и КЛ ДЗО, осуществляющих эксплуатацию объектов распределительного ЭСК, составляет 2 072 020,6 км. Структура протяженности ЛЭП по классам напряжения приведена на диаграмме 2.

¹ Рабочее - состояние оборудования, при котором сохраняется его способность выполнять заданные функции, а эксплуатационные значения параметров соответствуют требованиям НТД;
Ухудшенное - состояние оборудования, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, достигло предельного значения, установленного НТД.
Предаварийное - состояние оборудования, при котором его дальнейшая эксплуатация должна быть прекращена из-за нарушения требований безопасности или когда значение хотя бы одного из параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, превысило предельное значение, установленное НТД.

Диаграмма 2. Структура протяженности линий электропередачи ДЗО ПАО «Россети», осуществляющих эксплуатацию объектов распределительного ЭСК, по классам напряжения, км.



4.2.2. Общее количество ПС и ТП распределительного ЭСК, находящихся в эксплуатации, составляет 489 341 ед.,

в том числе:

- напряжением 110-220 (330) кВ - 6 982 ед.;
- напряжением 35 кВ - 7 332 ед.;
- напряжением 6-20 кВ - 475 027 ед.

4.2.3. Состояние объектов распределительного ЭСК характеризуется следующей долей оборудования со сверхнормативным сроком службы: 63% для ПС (более 25 лет) и 51% для ЛЭП (более 35 лет), при этом доля оборудования, находящегося в эксплуатации более 50 лет, для ПС составляет 3%, для ЛЭП - 5%.

4.2.4. На 01.01.2016 доля ВЛ, находящихся в эксплуатации более 35 лет, в разрезе классов напряжения составила:

- ВЛ 220 (330) кВ - 52%;
- ВЛ 110 кВ - 61%;
- ВЛ 35 кВ - 63%;
- ВЛ 6-20 кВ - 50%;
- ВЛ 0,4 кВ - 46%.

4.2.5. По состоянию на 01.01.2016 доля основного оборудования ПС, находящегося в эксплуатации более 25 лет, в разрезе классов напряжения составила:

- оборудование 220 кВ и выше - 34%;
- оборудование 110 кВ - 75%;
- оборудование 35 кВ - 81%;
- оборудование 6-20 кВ - 62%.

В 2015 году зафиксирована отрицательная динамика старения парка оборудования – доля парка оборудования, выработавшего нормативный срок службы, в сравнении с 2014 годом увеличилась на 2% как по воздушным ЛЭП, так и по оборудованию ПС. Данный факт свидетельствует о необходимости увеличения объемов технического перевооружения и реконструкции объектов электросетевого хозяйства.

4.2.6. В рамках внедрения и развития в ДЗО, осуществляющих эксплуатацию объектов распределительного ЭСК, СУПА, реализован функционал расчета числового индекса технического состояния основного оборудования, ЛЭП. При расчете индексов учитывается как срок службы оборудования, так и условия его эксплуатации, результаты диагностических испытаний и другие данные. Результаты расчетов индексов используются при планировании производственных и инвестиционных программ.

4.2.7. Установленное на объектах распределительного ЭСК основное электротехническое оборудование в значительной части выработало нормативный срок службы и, как и в магистральном электросетевом комплексе, уступает современным аналогам по техническим характеристикам массогабаритным показателям и показателям надежности, требует увеличивающихся с ростом срока службы затрат на техническое обслуживание и ремонт.

4.2.8. Воздушные ЛЭП 0,4-20 кВ построены по радиальному принципу с использованием, в основном, алюминиевых, неизолированных проводов малых сечений, а также деревянных и железобетонных опор с механической прочностью не более 27-35 кН×м.

4.2.9. ЛЭП 0,4-110 (220) кВ проектировались по критерию минимума затрат, а расчетные климатические условия принимались с повторяемостью один раз в 5-10 лет.

4.2.10. Кабельные сети построены по петлевой схеме или в виде двухлучевой схемы с одно- или двухтрансформаторными ПС. В качестве силового кабеля использовался в основном кабель с БМИ, с алюминиевыми жилами.

4.2.11. ПС 35-110 (220) кВ в основном укомплектованы двумя силовыми трансформаторами с двухсторонним питанием на стороне высшего напряжения (около 70% от общего числа ПС).

4.2.12. Основная доля РЗА выполнена с использованием электромеханических реле - 79%. На микроэлектронной базе выполнено 5%, на микропроцессорной - 16% устройств. Общая доля устройств РЗА и ПА, отработавших срок службы (25 лет для электромеханических, 12 лет для микроэлектронных, 15 лет для микропроцессорных устройств), составляет 54%.

4.2.13. Средний технический уровень установленного подстанционного оборудования в распределительных сетях по ряду параметров соответствует оборудованию, которое эксплуатировалось в технически развитых странах мира 25-30 лет назад.

4.2.14. Начиная с 1990 года, вследствие объективных экономических условий, сократились темпы реконструкции, технического перевооружения и нового строительства объектов распределительного ЭСК. Результатом стало заметное старение парка эксплуатируемого оборудования.

4.2.15. Общая доля технологических нарушений в электросетевом комплексе по причинам, связанным со старением (износом) оборудования, по итогам 2015 года составила 24%. В связи с этим необходимо обеспечить обновление производственных активов в объемах, достаточных для недопущения роста доли оборудования с длительными сроками эксплуатации.

5. Подстанции и распределительные устройства

5.1. Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанции

5.1.1. Схемы электрические принципиальные РУ ПС должны обеспечивать:

- обоснованную надежность функционирования конкретной ПС и прилегающей сети с учетом резервирования от других центров питания;
- удобство эксплуатации, заключающееся в простоте и наглядности схем, снижающих вероятность ошибочных действий эксплуатационного персонала, минимизации количества коммутаций в первичных и вторичных цепях при изменении режима работы электроустановки;
- техническую гибкость, заключающуюся в возможности быстрой адаптации электроустановки к изменяющимся режимам работы электроустановки, в т.ч., при плановых и аварийно-восстановительных ремонтах, выполнении работ по расширению и/или реконструкции РУ, а также при проведении испытаний элементов РУ;
- компактность;
- технически обоснованную экономичность.

5.1.2. Схемы электрические принципиальные РУ ПС должны быть типовыми, при этом, как правило:

- при сооружении РУ в конструктивном исполнении КРУЭ, должны применяться простые схемы, обеспечивающие, в т.ч., оптимизацию размещения модулей КРУЭ;
- для РУ 330-750 кВ должны применяться схемы с коммутацией ЛЭП двумя выключателями либо с коммутацией присоединений через полуторные цепочки (на первоначальных этапах строительства целесообразно применять схемы «треугольник» и «пятиугольник»);
- для РУ 35-220 кВ, как правило, применяются:
 - при четырех присоединениях (две линии и два трансформатора) - мостиковые схемы и схемы четырехугольника;
 - при пяти и более присоединениях – схемы с одним выключателем на присоединение.

При наличии соответствующего обоснования допускается применение:

- для РУ 35-220 кВ - обходной системы шин (при условии секционирования системы шин), двух систем шин или двух систем шин с обходной системой шин;
- для РУ 220 кВ - схем с коммутацией ЛЭП через полуторные цепочки.

5.1.3. Допускается применение обходных систем шин в ОРУ 35-220 кВ, с которых осуществляется плавка гололеда на проводах и грозозащитных тросах отходящих ВЛ;

5.1.4. Выбор количества и мощности АТ 220кВ и ниже, а так же трансформаторов собственных нужд необходимо проводить с учетом их перегрузочной способности;

5.1.5. На ПС ЕНЭС (напряжением 220-1150 кВ) питание сторонних потребителей 6-35 кВ рекомендуется осуществлять от отдельных трансформаторов 110 или 220 кВ;

5.1.6. Третичные обмотки АТ 220-750 кВ с учетом технико-экономических обоснований следует выполнять на номинальное напряжение 20 - 35 кВ с целью минимизации объема основного оборудования, снижения значений ТКЗ и повышения надежности питания собственных нужд ПС;

5.1.7 Применяемые схемы должны обеспечивать возможность расширения РУ в перспективе; при отсутствии исходных данных по количеству перспективных присоединений следует закладывать возможность расширения:

- для РУ 220 кВ и выше - не менее чем на два присоединения;
- для РУ 35-110 кВ - не менее чем на четыре присоединения;
- для РУ 6-20 кВ, питающих энергоустановки потребителей, - не менее чем на 8 присоединений.

5.1.8. При выборе режима заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ следует проводить технико-экономическое обоснование различных вариантов. В пределах селитебных территорий предпочтение следует отдавать режимам заземления нейтрали через низкоомное активное или индуктивное сопротивление.

5.2. Проектные и строительные решения при новом строительстве, техническом перевооружении, реконструкции подстанций

При строительстве ПС (РП) рекомендуется руководствоваться следующими базовыми принципами:

5.2.1. Строительные конструкции зданий и инженерных сооружений электрических ПС, закрытых ТП и РП должны обеспечивать требуемую надежность при их сроке эксплуатации не менее 50 лет;

5.2.2. При строительстве ПС должны, как правило, применяться типовые решения, учитывающие влияние на строительные конструкции электроустановок (электросетевые конструкции) электромагнитных, тепловых и электродинамических воздействий в нормальных и аварийных режимах работы электрической сети;

5.2.3. Сокращение площадей ПС путем оптимизации схемно-компоновочных решений, при условии сохранения надежности и ремонтпригодности;

5.2.4. В городах с высокой плотностью застройки, при технико-экономическом обосновании, допускается строительство заглубленных или подземных ПС, а также ПС, интегрированных в производственные и/или административные здания;

5.2.5. С целью повышения надежности функционирования ПС ЕНЭС за счет повышения готовности оборудования, минимизации влияния «человеческого фактора», исключения влияния внешних климатических факторов, а также с целью повышения безопасности оперативного и ремонтного персонала, минимизации негативного воздействия ПС на окружающую среду, их компактизации и повышения эстетического вида, оптимизации эксплуатации, необходимо:

- вновь сооружаемые и реконструируемые РУ 6-35 кВ, с количеством питаемых присоединений 4 и более, а также РУ, от которых осуществляется питание СН ПС, выполнять закрытыми с применением вакуумных или, при обоснованной технической необходимости, элегазовых выключателей;

- вновь сооружаемые и реконструируемые РУ 110 кВ и выше выполнять с использованием оборудования с главной элегазовой или вакуумной изоляцией (выключатели или комбинированные коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы), а при соответствующем технико-экономическом обосновании, учитывающем затраты на весь жизненный цикл оборудования, выполнять с применением КРУЭ с учетом обеспечения надежной защиты оборудования КРУЭ от высокочастотных коммутационных перенапряжений и решения вопросов электромагнитной совместимости устройств РЗА, АСУ ТП и связи и т.д.;

- вновь сооружаемые и реконструируемые РУ 330 и выше ПС, расположенных в городах с плотной застройкой, в областях мегаполисов (город и застроенный пригород), в районах с абсолютным минимумом температур ниже минус 45°С, в национальных парках и заповедниках, в районах с IV СЗА и выше, в прибрежных районах в приоритетном порядке должны выполняться закрытыми с применением оборудования КРУЭ и подтверждаться технико-экономическим обоснованием;

- в зданиях КРУЭ предусматривать кабельные подвалы для заходов кабелей 110-500 кВ в КРУЭ при выполнении присоединений к ЗРУ кабельными линиями или вставками;

- на территории ПС для заходов ЛЭП 35-500 кВ переходные пункты выполнять открытого типа, а за территорией ПС - закрытого типа, или на опорах ЛЭП;

- для прокладки кабелей 110-500 кВ по территории ПС применять эстакады, галереи, коллекторы, кабельные каналы.

5.2.6. При новом строительстве и реконструкции ПС должна предусматриваться возможность их расширения в перспективе за счет:

- увеличения мощности путем замены АТ/Т на более мощные (из ряда номинальных мощностей) или установки дополнительного АТ/Т (с соответствующим обоснованием);

- увеличения количества присоединений путем резервирования места; а в случае, если расширение планируется ранее пяти лет с момента ввода ПС, - путем обеспечения готовности ячеек;

5.2.7. Для отопления зданий ПС, при отсутствии подвода тепловых инженерных коммуникаций, рекомендуется использовать пожаробезопасные энергосберегающие электрообогреватели с терморегуляторами;

5.2.8. На ПС с закрытой установкой силовых АТ/Т 110-500 кВ рекомендуется предусматривать использование тепла АТ/Т для обогрева помещений, также допускается использовать тепло АТ/Т для обогрева прилегающих к территории ПС зданий городской (поселковой) застройки;

5.2.9. Возможно применение системы утилизации тепла силовых трансформаторов для отопления зданий и сооружений ПС в целях снижения электропотребления на собственные нужды;

5.2.10. Для питания собственных нужд ПС, в том числе электроотопления, рекомендуется рассматривать применение современных технологий, в том числе гелиоэнергетики;

5.2.11. При строительстве ПС в черте городской застройки оборудование вентиляции, кондиционирования, солнечных батарей и нагревателей (в районах с достаточной солнечной активностью) целесообразно размещать на плоских кровлях в случае их использования;

5.2.12. Для поддержания благоприятных климатических условий в помещениях крупногабаритных зданий ПС (в т.ч. СПЗ) рекомендуется использовать централизованные климатические установки;

5.2.13. Реконструкция РУ 110-750 кВ ПС должна выполняться, как правило, на новом месте с организацией перезаводов в них присоединений; пояечная реконструкция ОРУ допускается при наличии специальных обоснований;

5.2.14. При проектировании закрытых ПС трансформаторы (АТ, ШР) номинальным напряжением 110 кВ и выше устанавливаются на открытых площадках, при необходимости с противошумовым ограждением; установка трансформаторов (АТ, ШР) в зданиях допускается при специальном обосновании и разработке исчерпывающих противопожарных мероприятий;

5.2.15. В качестве фундаментов под оборудование следует применять облегченные предварительно-напряженные железобетонные стойки, железобетонные сваи, монолитные и сборно-монолитные фундаменты;

5.2.16. В качестве фундаментов под порталы следует применять монолитные и сборные, в т.ч. поверхностные и свайные железобетонные (бурунабивные, в т.ч. с уширением и без уширения) фундаменты;

5.2.17. При новом строительстве, комплексном техническом перевооружении и реконструкции АТ/Т рекомендуется устанавливать на каретки (с их фиксацией к рельсам) при наличии рельсовых путей перекачки или подъездной железной дороги, при отсутствии путей перекачки и соответствующем обосновании допускается безрельсовая (бескареточная) установка с применением специальных подставок, для обеспечения возможности доступа к дну бака АТ/Т с учетом требований районирования по сейсмичности;

5.2.18. Минимизация производства земляных работ за счёт применения различных типов сборных железобетонных и свайных фундаментов (призматические железобетонные сваи, винтовые сваи, сваи открытого профиля, сваи-оболочки, буронабивные и буроопускные сваи), малозаглубленных и поверхностных фундаментов, термосвай и винтовых свай в вечномёрзлых грунтах, стержневых заделок в скальных грунтах; применение высокоэффективных рабочих буровых органов для проходки скважин в крепких породах и скальных грунтах;

5.2.19. При строительстве зданий ПС (ЗРУ, складских помещений, зданий резервуаров пожаротушения и др.) преимущественно применять каркасные или модульные конструкции зданий с облицовкой сэндвич-панелями, применение кирпича при строительстве крупногабаритных зданий допускается при специальном обосновании, в том числе по требованиям безопасности;

5.2.20. При строительстве СПЗ или зданий ОПУ наряду с использованием кирпича, пенобетонных и шлакобетонных блоков с наружной отделкой зданий облицовочным кирпичом, керамогранитом или вентилируемым фасадом, навесными облицовочными панелями с корпоративной расцветкой, допускается применение каркасных или модульных конструкции зданий с облицовкой сэндвич-панелями;

5.2.21. Применение новых высокоэффективных материалов для защиты от коррозии строительных конструкций, коррозионностойких сталей повышенной прочности для изготовления металлоконструкций порталов и опорных конструкций под оборудование;

5.2.22. Для разводки кабелей вторичных систем в помещениях СПЗ, ОПУ и РЩ преимущественно использовать кабельные шахты и фальшполы, кабельные этажи допускаются при технико-экономическом обосновании;

5.2.23. Производственные и хозяйственные резервуары должны выполняться из монолитного железобетона с маркой по водонепроницаемости не менее W8 или из сборных бетонных блоков с гидроизоляцией посредством стальной рубашки, в качестве наружной и внутренней гидроизоляции резервуаров применять материалы проникающего действия, перекрытие резервуаров выполнять сборным железобетонным с оклеечной поверхностной гидроизоляцией. Допускается применение стальных резервуаров с комплексом необходимых мер по гидроизоляции;

5.2.24. Очистные сооружения могут сооружаться в металлическом каркасе с облицовкой сэндвич-панелями. Очистные сооружения в районах с абсолютным минимумом температур ниже -45°C рекомендуется выполнять в металлических резервуарах с утеплением из напыляемого пенополиуретана, гидроизоляцией посредством стальной рубашки, с использованием электрообогрева очистных сооружений наружной установки, дренажных труб с автоматической регулировкой температуры;

5.2.25. Резервуары водяного пожаротушения могут выполняться:

- заглубленными на глубину ниже уровня промерзания грунта. Заглубленные резервуары выполняются из монолитного железобетона;
- наземными, в цистернах из стали, композитных или полимерных материалов.
- резервуары в цистернах могут размещаться совместно с насосной пожаротушения в легком каркасном здании с обогревом и облицовкой сэндвич-панелями или открыто. При открытом размещении в районах с абсолютным минимумом температур ниже -45°C рекомендуется использоваться встроенную систему электрообогрева резервуаров противопожарного водоснабжения с контролем уровня и температуры воды, а также передачей информации на пульт дежурного ПС;

5.2.26. Наружные сети хозяйственно-питьевого водопровода низкого давления следует предусматривать из раструбных напорных труб из поливинилхлорида типа «Т» комплектно с резиновыми кольцами. Для районов с холодным климатом рекомендуется использовать систему гибких полиэтиленовых трубопроводов с теплоизоляцией с пенополиуретаном со встроенной системой электрообогрева;

5.2.27. Наружные сети бытовой канализации из безнапорных труб из поливинилхлорида комплектно с уплотнительными кольцами. Для районов с холодным климатом наружные сети бытовой канализации рекомендуется выполнять из труб, изготовленных из полиэтилена низкого давления, со встроенной системой электрообогрева;

5.2.28. При устройстве маслоприемных устройств маслonaполненного оборудования использовать метод заливного армированного бетона с использованием полимерных добавок для улучшения характеристик бетона;

5.2.29. Окраску бетонных поверхностей осуществлять маслостойкой краской для защиты поверхности от трансформаторного масла;

5.2.30. Применение новых эффективных материалов для ограждающих и кровельных конструкций, полов и отделки помещений зданий;

5.2.31. Наливные полы должны соответствовать требованиям: незначительная истираемость, пыленеобразуемость, химическая стойкость, высокая скорость проведения работ по монтажу (полы могут укладываться при плюсовых и отрицательных температурах), легкость обновления и ремонта;

5.2.32. Основанием для наливного пола должен быть бетонный пол (марка бетона 200-300), на поверхности не должно быть трещин и сколов, влажность основания не более 4-5%; при размещении КРУЭ рекомендуется обустройство бетонных полов с нарезкой «карт» усадочных швов;

5.2.33. При ремонте фасадов административных зданий, кроме традиционного использования фасадных красок, возможно использование технологии «вентилируемый фасад»;

5.2.34. Выполнение мероприятий в области охраны окружающей среды в соответствии с действующим природоохранным законодательством федерального и регионального уровня, ведомственными и локальными нормативными правовыми актами по направлениям природоохранной деятельности;

5.2.35. Объединение проектных решений в единый архитектурно-промышленный комплекс, применение единого корпоративного стиля оформления фасадов зданий и сооружений с использованием элементов утвержденного корпоративного стиля (цветовые решения, эмблемы и т.п.);

5.2.36. Выполнение мероприятий по антитеррористической защищенности и физической защиты от несанкционированного доступа на объекты.

5.2.37. Генеральный план и компоновочные решения ПС, а также объемно-планировочные решения зданий и сооружений, расположенных на её территории, должны обеспечивать:

- удобство эксплуатации;
- возможность проведения регламентных и ремонтных работ, в том числе связанных с заменой крупногабаритного оборудования;
- условия для оперативной ликвидации чрезвычайных ситуаций.

5.2.38. При конкретном проектировании ПС необходимо индивидуально подходить к выбору схемы РУ, состава и конструктивного исполнения оборудования с тем, чтобы обеспечить удобство эксплуатации, ремонтпригодность схемы, исключить возможность ошибочных действий при оперировании, вписаться в отведенную площадку строительства и, при этом, понести минимальные затраты в сравнении с другими возможными вариантами строительства (реконструкции) ПС путем проведения их технико-экономического сравнения и с учетом оценки возможных экологических рисков.

5.2.39. На ПС 110 кВ и выше должна быть, как правило, предусмотрена система водоснабжения и канализации.

5.2.40. Подвеску ВЧ-заградителей и шлейфов осуществлять с применением технических решений, исключающих схлестывание и излом лопаток и шлейфов.

5.2.41. На стадии формирования проектов строительства зданий с количеством этажей 2 и более необходимо предусматривать наличие пожарных лестниц.

5.3. Здания и сооружения подстанции с высшим напряжением 6-110 кВ

5.3.1. При строительстве зданий и сооружений ПС конструкция крыши должна быть двух (или более) скатной. При строительстве ПС в черте городской застройки допускается плоская кровля.

5.3.2. Здания и сооружения ПС, без обслуживающего персонала, должны быть выполнены в блочно-модульном исполнении.

5.3.3. Здания ПС с обслуживающим персоналом или при определенных требованиях уполномоченных организаций могут быть выполнены из кирпича.

5.3.4. Здания любого исполнения должны быть оборудованы отоплением, вентиляцией, пожарной и охранной сигнализацией в соответствии с действующими НТД. Входные наружные двери всех помещений ПС следует выполнять металлическими с дополнительным утеплителем и внутренними замками. Количество наружных дверей должно быть минимальным. Остекление зданий на территории ПС также следует сокращать до минимума. В случае необходимости в естественном освещении окна первого этажа оборудуются антивандальными решетками, а другие окна - защитными сетками.

5.3.5. Выбор конструктивного решения пола необходимо осуществлять с учетом обеспечения:

- надежности и долговечности принятой конструкции;
- экономного расходования строительных материалов;
- наиболее полного использования физико-механических свойств применяемых материалов;
- оптимальных гигиенических условий для людей;
- пожаро - и взрывобезопасности.

5.3.6. Для своевременного выявления неисправностей в строительных конструкциях зданий КРУ, ЗРУ, ЗТП и РП фасады допускается ремонтировать без укрытия стен каркасными фасадными материалами.

5.3.7. Для создания благоприятных условий эксплуатации зданий и сооружений необходимо контролировать, чтобы при строительстве новых и реконструкции старых зданий планировка и благоустройство территории, системы водоотвода атмосферных осадков и грунтовых вод были выполнены в соответствии с проектной документацией и в дальнейшем поддерживались в исправном состоянии в соответствии требованиям типовой инструкции.

5.3.8. Фасадные части зданий и сооружений закрытых ПС, ТП и РП, располагающихся в зоне городской застройки, должны вписываться в окружающий архитектурный ландшафт.

5.3.9. При строительстве зданий и сооружений ПС учитывать необходимость выполнения проектных решений направленных на антитеррористическую защищенность и физическую защиту от несанкционированного доступа в помещения.

6. Основное оборудование

6.1. Силовые автотрансформаторы, трансформаторы и реакторы

6.1.1. Общие требования:

- отсутствие необходимости капитального ремонта в течение всего срока службы;
- отсутствие необходимости подпрессовки обмоток в течение всего срока службы;
- достаточная устойчивость к транспортировке (обязательное наличие датчика ускорений);
- обеспечение электродинамической стойкости обмоток к ТКЗ, подтвержденную испытаниями в аккредитованных испытательных центрах или расчетным сравнением, в соответствии с требованиями ГОСТ Р 52719-2007;
- обеспечение взрывобезопасности за счет конструктивного исполнения баков (клапаны сброса давления и пр.);
- гарантийный срок – не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- срок службы - не менее 30 лет;

6.1.2. АТ/Т 220 кВ и выше, шунтирующие управляемые и неуправляемые (УШР, ШР) реакторы должны оснащаться:

- датчиками контроля состояния изоляции вводов ВН, СН;
- датчиками температуры верхних слоев масла бака оборудования;
- датчиками температуры масла на входе и выходе охладителей (при обосновании);
- датчиками положения РПН;
- датчиками содержания газов, растворенных в масле, и влагосодержания трансформаторного масла (при обосновании);
- выводами релейных сигналов технологических защит систем охлаждения, устройства РПН, релейных сигналов питания защит трансформатора для АСУ ТП и систем автоматической диагностики (мониторинга).

6.1.3. В конструкции АТ/Т 220 кВ и выше, шунтирующих управляемых и неуправляемых (УШР, ШР) реакторов должны применяться:

- вводы 110 кВ и выше герметичные, с бумажно-масляной или твердой изоляцией;
- маслонасосы прямоточного типа;
- комбинированные системы охлаждения М/Д и М/Д/ДЦ с ручным и автоматическим режимами управления, имеющие системы управления со следующими функциями:

- управление системой охлаждения по показателям нагрузочной способности и контроль состояния каждого электродвигателя системы охлаждения в отдельности;
- возможность плавного пуска и уменьшения пусковых токов;
- защита электродвигателей от перегрузки и короткого замыкания;
- защита электродвигателей охладителей от исчезновения фазы и от асимметрии фаз;
- алгоритм включения насосов охладителей (для пластинчатых радиаторов) должен исключать ложное срабатывание отсечных клапанов.

- радиаторы с покрытием, обеспечивающим защиту от коррозии на весь срок службы. Охладители системы охлаждения ДЦ рекомендуется применять в конструктивном исполнении с открывающимися диффузорами для промывки трубок теплообменника с обеих сторон.

6.1.4. Предпочтительно применение АТ с номинальным напряжением обмотки НН, как правило, 20-35 кВ в целях снижения значений ТКЗ с учетом технико-экономического обоснования.

6.1.5. АТ/Т, УШР, ШР и компенсационные реакторы должны иметь пониженный уровень шума и вибраций:

- не более 85/100/115 дБ для трансформаторов при работе в режимах системы охлаждения М/Д/ДЦ соответственно;
- не более 90 дБ – для УШР и ШР;
- уровень вибраций для ШР не более 60 мкм.

6.1.6. Шкафы автоматического управления охлаждением трансформатора должны соответствовать следующим требованиям:

- выполнены оцинкованными или изготовлены из нержавеющей стали (степень защиты не ниже IP55 по ГОСТ 14254-96);
- обеспечивать автоматическое поддержание заданной температуры внутри шкафа;
- обеспечивать наличие контроля доступа в шкаф с сигнализацией, ручное управление каждым из установленных маслососов и вентиляторов обдува, контроль состояния (исправности) коммутационных аппаратов, управляющих двигателями, интеграция в АСУ ТП ПС (в случае отсутствия – оснащение отдельным АРМ) для оперативного управления и визуализации состояния системы мониторинга трансформаторного оборудования (при наличии обоснования).

6.1.7. На распределительных ТП 6-35/0,4 кВ должны применяться силовые трансформаторы:

- герметичные масляные или сухие с литой изоляцией (в том числе с обмотками с литой изоляцией) со сниженными потерями (в том числе за счет применения в трансформаторах магнитопроводов из аморфной стали), а также трансформаторы специальной конструкции мощностью до 100 кВА, предназначенные для установки на опорах ВЛ;
- с симметрирующими устройствами;
- со схемой соединения обмоток Δ/Y_n или Y/Z_n (допускается использование схемы соединения обмоток силовых трансформаторов Y/Y_n при наличии соответствующего обоснования, например, замена вышедшего из строя трансформатора на двухтрансформаторной ТП).

6.1.8. В ТП, встроенных в здания или сооружаемых в стеснённых условиях городской застройки, должны применяться, как правило, малогабаритные трансформаторы с пониженным уровнем шума и вибраций. При этом изоляция трансформаторов должна быть сухой или бак трансформатора должен быть заполнен экологически безопасным негорючим жидким диэлектриком и снабжён:

- системой автоматического контроля температуры трансформатора;
- датчиками температуры внутри камеры трансформатора.

6.1.9. При новом строительстве размещение ТП, РП и РТП в зданиях допускается при наличии соответствующего обоснования.

6.1.10. При новом строительстве РП 6-10 кВ с количеством присоединений не более 4-х рекомендуется применять малогабаритные блочные РП 6-10 кВ на базе моноблоков с твердой или элегазовой изоляцией.

6.1.11. Регулировочные трансформаторы допускается устанавливать:

- при наличии соответствующего обоснования - на АТ 500-750 кВ для регулирования потоков активной мощности;
- на ПС 35-220 кВ с трансформаторным оборудованием, оснащенным устройствами ПБВ, где регулирование напряжения не отвечает исходным требованиям при использовании ПБВ.

6.1.12. Линейные вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ) допускается применять для адаптации распределительных электрических сетей напряжением 0,4-20 кВ к изменению (увеличению) электрических нагрузок и обеспечения требуемого КЭ, на основании технико-экономического обоснования в сравнении с другими вариантами обеспечения КЭ.

6.1.13. Местом установки ВДТ могут быть точки критического падения напряжения (более 10 % от номинального значения напряжения) ЛЭП или непосредственно шины потребителя. ВДТ должны иметь диапазон регулирования напряжения не менее $\pm 10\%$. Регулирование напряжения ВДТ должно осуществляться в автоматическом режиме. При изменении направления мощности (при переходе на резервный источник питания), ВДТ не должен изменять режим работы по отношению к направлению потока мощности.

6.1.14. Необходимо рассматривать установку ВДТ:

- на ЛЭП 6-20 кВ, которые не обеспечивают качество электрической энергии у потребителей, с регулированием напряжения $\pm 10\%$;
- на ПС 35-110 кВ, оборудованными устройствами ПБВ, где регулирование напряжения не отвечает нормативным требованиям, с регулированием напряжения $\pm 15\%$;
- на РП и ПС напряжением 6-20 кВ, с регулированием напряжения $\pm 15\%$.

6.1.15. ВДТ должны оснащаться встроенными ТТ и ТН, программируемыми блоками управления с возможностью регистрации процессов и режимов работы ВДТ.

6.1.16. В сетях 6-220 кВ, при наличии соответствующего технико-экономического обоснования, следует применять сухие ТОР с достаточной электродинамической стойкостью к ТКЗ. Реакторы аналогичного типа следует применять для установки на вводах 6-20 кВ силовых трансформаторов или на присоединениях отходящих линий.

6.1.17. При выборе режима нейтрали в сетях 6-35 кВ следует проводить технико-экономическое обоснование различных вариантов (применение ДГР, резистора или комбинированных устройств).

8.1.18. При принятии решения о целесообразности применения режима заземления нейтрали сети 6-35 кВ через дугогасящий реактор рекомендуется применять плавно регулируемые ДГР с автоматическими регуляторами настройки.

6.1.19. При реконструкции и новом строительстве устанавливать КУ в камерах ПС закрытого типа или модулях контейнерного исполнения на территории ОРУ.

6.1.20. При проведении замены КУ на большую мощность на ПС закрытого типа с увеличением объема масла в условиях отсутствия возможности организации маслоприемной чаши и маслоотводов, следует рассматривать возможность применения КУ «сухого» исполнения.

6.1.21. На стороне 0,4 кВ силовые трансформаторы 6-20/0,4 кВ должны оснащаться аппаратными зажимами.

6.1.22. Масляные трансформаторы собственных нужд, устанавливаемые вне помещений, необходимо располагать так, что бы в случае возникновения пожара исключить вероятность повреждения соседнего трансформатора.

6.2. Коммутационная аппаратура

6.2.1. Общие требования:

- не должны требовать капитального ремонта в течении установленного срока эксплуатации или до исчерпания коммутационного ресурса;
- гарантийный срок – не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- срок службы - не менее 30 лет;

6.2.2. В сетях 110 кВ и выше в качестве коммутационной аппаратуры следует применять:

- элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные (наличие клапанов сброса давления обязательно), преимущественно с пружинными приводами;

- по мере развития технологий допускается применение вакуумных выключателей, а также выключателей-разъединителей;
- в цепи (У) ШР и конденсаторных батарей выключатели, предназначенные для коммутации тока реактора и конденсаторных батарей, соответственно;
- элегазовые выключатели при снижении давления элегаза в корпусе которых не требуется их автоматическое отключение. Должна быть выполнена двухступенчатая предупредительная/аварийная сигнализация снижения давления (плотности) элегаза в высоковольтных элегазовых выключателях (при срабатывании второй ступени указанной сигнализации выполняется автоматическая электрическая блокировка управления выключателем, запрещающая операции выключения и отключения выключателя).

6.2.3. Должны разрабатываться технические мероприятия, направленные на исключение рисков повреждения элегазовых выключателей линий электропередачи с шунтирующими реакторами во время коммутации аperiodической составляющей электрического тока.

6.2.4. При обосновании расчётами и подтверждении результатами испытаний допускается применение выключателей с УПНКП.

6.2.5. Рекомендуются применение:

- колонковых элегазовых выключателей 330-750 кВ с продольной изоляцией соответствующей не менее II* степени загрязнённости (2,25 см/кВ);
- колонковых и баковых элегазовых выключателей с полимерной внешней изоляцией при эксплуатации в сложных климатических условиях и районах с повышенным загрязнением;
- разъединителей 110 кВ и выше пантографного, полупантографного и горизонтально-поворотного типа, оснащённые электродвигательными приводами, в том числе и для заземляющих ножей, фарфоровыми или полимерными опорными изоляторами, высоконадёжными переключающими устройствами для реализации схем оперативной блокировки;

6.2.6. В сетях напряжением 35 кВ следует применять:

- вакуумные и элегазовые выключатели (в закрытых и открытых РУ-35 кВ);
- реклоузеры на ВЛ;
- вакуумные выключатели нагрузки наружной установки на ВЛ и ПС;
- вакуумные выключатели нагрузки наружной установки (реклоузеры) на ВЛ и ПС;
- вакуумные выключатели нагрузки внутренней установки, оснащённые электродвигательными приводами;
- предохранители-разъединители до 20 кВ.

6.2.7. В распределительных сетях напряжением 6-20 кВ рекомендуется применять:

- вакуумные выключатели, в отдельных случаях при обосновании необходимости – элегазовые выключатели (например на присоединениях с большими токами или в стесненных условиях) – РУ 6-20 кВ;
- реклоузеры на ВЛ;
- предохранители-разъединители;
- разъединители наружной установки на ВЛ с дистанционным управлением;
- выключатели нагрузки.

6.3. Комплектные распределительные устройства

6.3.1. Общие требования:

- не должны требовать капитального ремонта за весь срок службы;
- гарантийный срок – не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- срок службы - не менее 30 лет;

6.3.2. Требования к КРУЭ 110-500 кВ:

- КРУЭ должны быть укомплектованы:

- системой мониторинга и диагностики (измерение плотности элегаза с возможностью визуального контроля при помощи плотномеров индикаторного типа);
- встроенными датчиками ЧР с системой непрерывной сигнализации и/или возможностью подключения портативных устройств для регистрации уровней ЧР и расшифровки характера и динамики развития неисправности элементов КРУЭ. При наличии микропроцессорных устройств мониторинга, диагностики и сигнализации в составе КРУЭ, должна быть обеспечена возможность интеграции таких устройств в АСУТП ПС цифровым дублированным оптическим интерфейсом с поддержкой протокола МЭК 61850 и PRP);
- для подключения присоединений в ячейки КРУЭ 110-500 кВ следует применять вводы «воздух-элегаз», кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, в зависимости от количества присоединений и технико-экономического обоснования возможно подключение через элегазовые токопроводы;
- в регионах с абсолютным минимумом температур ниже минус 45°С для подключения присоединений в ячейки КРУЭ применять, как правило, воздушные заходы; при соответствующем технико-экономическом обосновании - элегазовые токопроводы.
- в случае закрытой установки силовых АТ/Т и ШР при необходимости допускается выполнять их подключение к КРУЭ с использованием вводов масло-элегаз;
- КРУЭ внутренней установки должны обеспечивать номинальные параметры при нижнем значении температуры окружающего воздуха до минус 10 °С, КРУЭ наружной установки (КРУЭН) – до минус 60 °С, элегазовые токопроводы наружной установки до минус 60°С с учетом охлаждающего действия ветра;
- в конструкции элегазовых токопроводов должны быть предусмотрены компенсирующие устройства в границах перепада температур и в границе разделения фундаментов здания КРУЭ и наружных опор токопроводов температурными швами;
- в КРУЭ должна быть предусмотрена возможность реализации схем оперативной блокировки;
- конструктивное исполнение КРУЭ:
 - конструкция и газовая схема КРУЭ должна предусматривать вывод в ремонт любого газового объема без полного отключения КРУЭ;
 - должно предусматривать возможность доступа обслуживающего персонала ко всем конструктивным элементам, подлежащим техническому обслуживанию (в т.ч. должны предусматриваться передвижные либо стационарные площадки обслуживания);
 - должно обеспечивать возможность стыковки ячеек (перспективное расширение схемы РУ) с минимальным погашением существующих присоединений;
 - предусматривать технологическое видеонаблюдение в ячейках коммутационных аппаратов КРУЭ;
 - выполнено с применением счётчиков коммутационного ресурса;
 - устанавливать разрывные мембраны в каждом элегазовом объеме;
 - предусматривать исполнение как с кабельным, так и с воздушным вводом;
 - предусматривать заводские информационные наклейки по работе с элементами оборудования для минимизации ошибочных действий персонала;
 - обеспечить расположение приводов и выключателей КРУЭ с учётом свободного доступа для их обслуживания;
 - следует комплектовать КРУЭ стационарными, передвижными площадками обслуживания заводского производства для контроля положения аппаратов через «смотровые окошки», для операций с разъединителями, ЗН вручную, для подпитки объёмов элегазом на высоте;
 - учитывать в комплектации компактные передвижные подпитывающие установки для элегаза;

- отдавать предпочтение КРУЭ в трёхфазном исполнении в одном объёме;
- 6.3.3. Требования к КРУ(Э) 6-35 кВ:
- применять КРУ 6-35 кВ с воздушной, в том числе комбинированной, изоляцией, при соответствующем технико-экономическом обосновании с элегазовой изоляцией, а также КСО(Э) с вакуумными выключателями или выключателями нагрузки, в том числе в исполнении «моноблок»;
 - применять металлические защитные шторки ячеек;
 - использовать ТТ с литой изоляцией, ТН антирезонансного исполнения;
 - для организации энергоучета рекомендуется устанавливать ТТ в каждой фазе.
- КРУ(Э) должно обеспечиваться:
- возможностью дистанционного отключения выключателя;
 - четырьмя изолированными отсеками (для отсеков с высоковольтными выключателями);
 - быстродействующими защитами от дуговых замыканий;
 - рекомендуется применять КРУ 6-20 кВ с верхним расположением сборных шин, с двухсторонним обслуживанием;

6.4. Токопроводы и ошиновка

6.4.1. На ПС на стороне 6-500 кВ при технической возможности должна применяться жёсткая ошиновка как неизолированная, так и в защищённом исполнении. При использовании жестких шин следует применять компенсаторы температурных деформаций, гибкие ответвления от шин, а также шинодержатели и присоединения к аппаратам с использованием узлов обжимного типа (предпочтительно литых). Не допускаются к применению ответвления гибких связей (в том числе температурных компенсаторов) от жестких шин РУ 35 кВ и выше с использованием прессуемых зажимов.

6.4.2. В блочно-комплектных ТП напряжением 6-20/0,4 кВ, с трансформаторами мощностью до 630 кВА, рекомендуется применять изолированную ошиновку трансформатора.

6.4.3. В распределительных сетях при мощности трансформаторов 1000 кВА и более на стороне 0,4 кВ рекомендуется применять изолированные (трёхфазные и однофазные) токопроводы (при соответствующем технико-экономическом обосновании).

6.4.4. При воздушных вводах на участках линий от проходных изоляторов ячеек КРУ до первых опор ВЛ 6 (10) кВ, как правило, необходимо применять защищенный (изолированный) провод с изоляцией, нераспространяющей горение (типа СИПн).

6.4.5. На ПС 110-500 кВ допускается применение газоизолированных токопроводов с изолирующей средой на основе элегаза при соответствующем технико-экономическом обосновании.

6.4.6. Присоединение гибкой ошиновки к электрооборудованию рекомендуется осуществлять аппаратными зажимами без сварного соединения контактной пластины и «ножки» зажима, с термодинамическим методом нанесения медного покрытия и дренажными отверстиями для предотвращения выталкивания опрессованного провода из корпуса зажима замерзшей влагой.

6.5. Электромагнитные измерительные трансформаторы

6.5.1. Электромагнитные измерительные трансформаторы должны соответствовать следующим требованиям:

- применение измерительных ТТ и ТН с увеличенным интервалом между поверками (не менее 8 лет), со сроком службы не менее 30 лет;
- гарантийный срок эксплуатации не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;

- отсутствие необходимости регламентного ремонта в течение всего срока службы;
 - маслонаполненные герметичные, литые и элегазовые ТТ;
 - антирезонансные электромагнитные индуктивные ТН 6 – 35 кВ;
 - для сетей 110 кВ и выше, в том числе КРУЭ, допускается применение электромагнитных индуктивных ТН при соответствующем проектом обосновании, в том числе для установки на объектах расширения и реконструкции со значительной вторичной нагрузкой;
 - ТТ и ТН, обеспечивающие повышенную надежность, взрыво- и пожаробезопасность;
 - применение емкостных делителей с пониженным значением температурного коэффициента емкости;
 - применение литых коррозионностойких корпусов;
 - при снижении давления элегаза в корпусе элегазовых измерительных трансформаторов не должно требоваться их автоматическое отключение (снятие напряжения). В элегазовых измерительных трансформаторах должна быть выполнена двухступенчатая предупредительная /аварийная сигнализация снижения давления (плотности) газа.
 - измерительные трансформаторы должны иметь отдельную обмотку для целей учета электроэнергии;
 - фактические вторичные нагрузки измерительных ТТ и ТН должны соответствовать требованиям НТД и обеспечивать работу ТТ и ТН в требуемом классе точности;
 - коэффициент трансформации обмоток АИИС КУЭ, АСУ ТП и измерений должен обеспечивать измерение рабочего тока с нормированной точностью в диапазоне его изменения от минимального до максимального значения, определяемых на основании расчетов электроэнергетических режимов;
 - в целях сокращения занимаемой площади и оптимизации компоновочных решений рекомендуется применять комбинированные измерительные ТТ и ТН 110-500 кВ;
 - ТТ 110 кВ и выше с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии (в том числе АИИС КУЭ) не хуже 0,2S, для целей АСУ ТП и измерений – не хуже 0,2;
 - для остальных присоединений ТТ с классом точности обмоток для целей коммерческого учета электроэнергии – не хуже 0,5S, измерений и АСУ ТП - не хуже 0,5.
 - ТН 110 кВ и выше с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии (в том числе АИИС КУЭ), АСУ ТП и измерений не хуже 0,2;
 - для остальных присоединений ТН с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии (в том числе АИИС КУЭ), АСУ ТП и измерений не хуже 0,5;
- 6.5.2. Рекомендации по применению электромагнитных измерительных трансформаторов:
- применение гидрофобных покрытий или внешней полимерной изоляции для снижения эксплуатационных издержек и повышения взрывобезопасности;
 - измерительные ТТ и ТН, применяемые в сетях напряжением 6-35 кВ должны иметь:
 - литую изоляцию;
 - не менее двух вторичных обмоток.

6.5.3. Следует применять ТТ 0,4 кВ для целей АИИС КУЭ, АСУ ТП и измерений в случаях, когда измеряемый ток превышает 60 А, а присоединяемая мощность – более 25 кВт.

6.5.4. Для учета погрешности всех измерений на частотах выше основной частоты необходимо ориентироваться на применение измерительных трансформаторов с

нормированной частотной характеристикой в полосе частот до 50-ой гармоники основной частоты.

6.6. Ограничители перенапряжений нелинейные

6.6.1. При новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений должны устанавливаться ОПН (в том числе с искровыми промежутками на ВЛ) на основе оксидно-цинковых варисторов для всех классов напряжений, взрывобезопасные с достаточной энергоемкостью и защитным уровнем, со сроком службы не менее 30 лет и гарантийным срок эксплуатации не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию.

6.6.2. ОПН 220 кВ и выше должны быть укомплектованы приборами контроля тока проводимости под рабочим напряжением утечки для выявления разрядных процессов и предотвращения аварийного выхода ОПН из строя.

6.7. Устройства компенсации реактивной мощности

6.7.1. Должны применяться следующие виды устройств компенсации реактивной мощности:

- неуправляемые статические средства продольной и поперечной компенсации;
 - шунтирующие шинные и линейные реакторы 110-500 кВ;
 - шунтовые батареи статических конденсаторов;
 - устройства продольной компенсации;
 - управляемые средства продольной и поперечной компенсации;
 - управляемые подмагничиванием шунтирующие шинные реакторы 110-500 кВ (УШРП);
 - управляемые тиристорными вентилями с использованием трансформаторов с напряжением короткого замыкания, равным 100%, шунтирующие шинные и линейные реакторы 110-500 кВ (УШРТ);
 - статические тиристорные компенсаторы (СТК) и статические компенсаторы на базе преобразователей напряжения (СТАТКОМ);
 - вакуумно-реакторные и тиристорно-реакторные группы, коммутируемые выключателями с повышенным коммутационным ресурсом, оснащенными устройством синхронной коммутации;
 - батареи статических конденсаторов фильтро-компенсирующих устройств.
- При этом должны быть использованы сухие конденсаторы или пропитанные экологически безопасным жидким синтетическим диэлектриком;
- управляемые устройства продольной компенсации,
 - асинхронизированные электромашинные компенсаторы на преобразовательных подстанциях электропередач и вставок постоянного тока, а также подстанциях в энергосистемах мегаполисов в зоне расположения сервисной инфраструктуры генерирующих компаний.

6.7.2. Применение конденсаторной установки допускается при условии исключения резонансных явлений при всех режимах работы электрической сети.

6.7.3. В распределительных сетях при невозможности размещения регулируемых конденсаторных батарей и при соответствующем обосновании допускается установка отдельных конденсаторов, рассчитанных только на компенсацию намагничивающего тока трансформатора в базисной части графика реактивной нагрузки.

6.8. Собственные нужды

6.8.1. При организации собственных нужд ПС необходимо:

- осуществлять питание электроприемников СН переменного тока ПС от двух независимых источников (для ПС 330 кВ и выше - от трех, при этом, ИБП может считаться третьим независимым источником);
- иметь на ПС 110 кВ и выше собственные источники электроэнергии, обеспечивающие автономную работу электроприемников собственных нужд, непосредственно участвующих в технологическом процессе не менее одного часа при полной потере внешнего питания СН и последующий пуск ПС «с нуля» (тип источника питания: ДГУ или ИБП, в том числе, на базе АББМ большой мощности, должен определяться на основании технико-экономического сравнения вариантов);
- применять кабели напряжением выше 1 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, ниже 1 кВ - с изоляцией, не поддерживающей горение;
- обеспечивать отдельную работу секций 0,4 кВ собственных нужд с АВР, предусматривать отдельную работу без АВР цепей, имеющих питание от разных секций 0,4 кВ (питание приводов разъединителей, заводки пружин приводов выключателей и пр.);
- применять защитную коммутационную аппаратуру с возможностью создания видимых разрывов;
- использовать в качестве вводных и секционных защитных аппаратов на стороне 0,4 кВ селективные автоматические выключатели;
- в ТП и РП с переменным и выпрямленным оперативным током ТСН должны присоединяться через предохранители, со стороны питания, до вводного выключателя.

6.8.2. Питание сети оперативного тока от шин собственных нужд должно осуществляться через стабилизаторы с напряжением 220 В на выходе.

6.8.3. Централизованная система с распределительным щитом и щитом управления для аварийного и эвакуационного освещения главного щита управления ПС с возможностью использования типовых осветительных установок для аварийного освещения и интеграцией в действующие АСУ ТП ПС, системы оповещения о пожаре, с автономным тестированием узлов и агрегатов, как самой системы, так и подключаемой к ней нагрузки (сетей освещения), с возможностью анализа контроля состояния сетей освещения.

7. Воздушные линии электропередачи

7.1. Общие положения

7.1.1. Основными направлениями Положения при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации ВЛ являются:

- обеспечение надежности и эффективности работы;
- снижение стоимости строительства и эксплуатации;
- минимизация влияния ВЛ; на окружающую среду, включая уменьшение ширины лесных просек и границ охранных зон, за счет применения высотных опор и опор с вертикальной подвеской проводов, создания компактных ВЛ – при прохождении ВЛ по особо охраняемым природным территориям;
- применение конструкций, элементов и оборудования, сохраняющих расчетные параметры, характеризующие надёжность ВЛ, в течение всего срока службы;
- применение конструкций и материалов, обеспечивающих стойкость к расхищениям и нанесению ущерба третьими лицами;
- сокращение площади отвода земель под ВЛ в постоянное пользование, применение стальных многогранных, узкобазовых решетчатых, железобетонных секционированных или композитных опор ВЛ;
- использование передовых, безопасных методов строительства, эксплуатации и ремонта;
- развитие технологий диагностики с использованием методов неразрушающего контроля, позволяющих производить оценку технического состояния ЛЭП без вывода из эксплуатации, мониторинг текущего состояния элементов ВЛ, оснащение ВЛ 6-1150 кВ высокоточными системами для определения мест повреждения в линиях;
- применение систем мониторинга и диагностики состояния ВЛ 110 кВ и выше, в том числе с использованием волоконно-оптического кабеля, размещаемого на ВЛ (встроенного в грозозащитный трос или фазный провод);
- комплексное обеспечение аварийного резерва оборудования и материалов, его оптимальное размещение и разработка маршрутов его доставки;
- внедрение геоинформационных систем на основе систем спутникового позиционирования (GPS, ГЛОНАСС).

7.2. Методические подходы при проектировании

7.2.1. Для ВЛ 35-750 (1150) кВ следует, как правило, применять унифицированные конструкции опор и фундаментов, модифицированные и адаптированные в соответствии с требованиями действующих НТД.

7.2.2. При проектировании ВЛ 35-220 кВ, проходящих в сложных климатических условиях, в особых условиях (горная, болотистая местность, вечномёрзлые грунты, солончаки, районы Крайнего Севера), а также ВЛ 330 кВ и выше следует, как правило, применять индивидуальное проектирование опор и фундаментов с целью обеспечения требуемой устойчивости ВЛ к внешним воздействиям, экономической эффективности строительства и эксплуатации, в том числе, устройство заземлителей опор, обеспечивающих нормативную грозоупорность ВЛ в районах с плохопроводящими грунтами.

7.2.3. Учёт опасности атмосферной и грунтовой коррозии к элементам ВЛ следует производить по результатам инженерных изысканий.

7.2.4. При проектировании ВЛ 110 кВ и выше, не имеющих круглогодичного доступа для проведения их технического обслуживания и ремонтов, в особых условиях, следует применять технические решения, обеспечивающие их повышенную надежность, минимизацию затрат при эксплуатации.

7.2.5. Трасса ВЛ должна выбираться, по возможности, кратчайшей, с учетом условий отчуждения земли, вырубки просек, комплексного использования охранной зоны и приближения к другим линейным объектам (автомобильным и железным дорогам) и действующим ВЛ. При выборе трасс ВЛ должны, прежде всего, использоваться нелесные земли, а при отсутствии таковых земель – участки невозобновившихся гарей, пустырей, прогалины, вырубок а также площади, на которых произрастают низкоплотные и наименее ценные лесные насаждения.

7.2.6. При проектировании пересечений вновь сооружаемых и реконструируемых ВЛ 220-500 кВ с автомобильными дорогами категорий IA, IB, IB габаритные расстояния по вертикали от фазных проводов ВЛ до полотна пересекаемых автомобильных дорог следует принимать для ВЛ 35-150 кВ - не менее 12 м, для ВЛ 220-500 кВ - не менее 14 м; минимальный габарит по вертикали при наибольшей стреле провеса проводов для ВЛ 35-110 (150) кВ до земли должен быть не менее 10 метров, для ВЛ 220-500 кВ до земли должен быть не менее 12 метров.

7.2.7. При проектировании ВЛ 110 кВ и выше, проходящих в местности, характеризующейся частой и интенсивной «пляской» проводов, следует рассматривать их одноцепное исполнение с горизонтальным расположением фаз и отказ от грозозащитного троса в пользу линейных защитных аппаратов, пониженное (до 25 % от нормированного разрывного усилия) тяжение проводов и тросов с одновременным уменьшением длин пролетов ВЛ.

7.2.8. Для ВЛ 6-35 кВ при прохождении линии в стесненных условиях, по лесным массивам рекомендуется применение проводов с защитной изолирующей оболочкой. При проектировании ВЛ напряжением 6-35 кВ с защищенными проводами (ВЛЗ 6-35 кВ) в районах с повышенной грозовой активностью на основании технико-экономического обоснования рекомендуется устанавливать устройства защиты от пережогов проводов и отключений при воздействиях грозových перенапряжений.

7.2.9. Применение конструкций опор в населенной местности, характеризующихся повышенной надёжностью, долговечностью, защищённостью от воздействия третьих лиц.

7.2.10. Для ВЛ 6-110 (150) кВ, проходящих в местности, характеризующейся интенсивным гололёдообразованием, налипанием снега, частой и интенсивной пляской проводов с целью снижения ущерба от массовых повреждений рассматривать применение уменьшенных длин анкерных пролётов (до 1 км) и использование конструкций опор, в том числе, изготовленных из композитных материалов, проводов, грозозащитных тросов и линейной арматуры с повышенной механической прочностью;

7.2.11. Для ВЛ 35-110 (150) кВ на основе технико-экономического обоснования при новом строительстве и реконструкции следует рассматривать возможность применения изолирующих траверс.

7.2.12. При разработке и технико-экономическом обосновании проектов строительства и реконструкции ВЛ рекомендуется применять сертифицированные системы автоматизированного проектирования наряду с традиционными (инженерными) методами расчета ВЛ.

7.2.13. При проектировании ЛЭП 110 кВ и выше, оснащенных средствами поперечной компенсации реактивной мощности, должны выполняться расчеты режимов работы при отключении ЛЭП после неуспешного АПВ или неуспешного включения ЛЭП от ключа управления. Цель расчетов - определение возможности возникновения апериодической составляющей тока в неповрежденных фазах при несимметричных коротких замыканиях. В случае возникновения апериодической составляющей - оценка ее доли в суммарном токе холостого хода линии и, в случае необходимости, разработка системных технических решений по ее минимизации или исключению, а также требований к выключателям для обеспечения успешного отключения ЛЭП.

7.2.14. При проектировании ЛЭП 110 кВ и выше, не применять АПВ для следующих типов ЛЭП:

– КВЛ 110 кВ и выше, выполненных маслonaполненным кабелем высокого давления и маслonaполненным кабелем низкого давления, в виду возможности развития аварийных ситуаций с увеличением объемов повреждаемого оборудования и возникновением пожаров;

– КВЛ 110 кВ и выше, выполненных кабелем из сшитого полиэтилена первого поколения, в виду роста фактической повреждаемости кабельных участков, вызванного ускоренным износом изоляции кабеля, связанным с повышенной гигроскопичностью используемого материала;

КЛ 110 кВ и выше, состоящих из кабеля одного типа или нескольких кабельных участков одного или нескольких типов.

7.2.15. Ответвления от ВЛ 35-110 (150) кВ выполнять, как правило, с применением специальных ответвительных опор.

7.2.16. ВЛ 0,4 кВ следует выполнять только с использованием СИП, соответствующих ГОСТ 31946-2012. При прокладке по зданиям и организации ввода в здания и сооружения следует использовать СИП-4 с изоляцией, не распространяющей горение.

7.2.17. При проектировании, строительстве новых и эксплуатации ранее построенных ВЛ (в т.ч. при их ремонте, техническом перевооружении и реконструкции), при соответствующем обосновании должны предусматриваться меры по исключению гибели птиц от электрического тока при их соприкосновении с проводами, а также препятствующие их посадке на траверсы опор, гнездованию в местах возможных перекрытий и перекрытию изоляции по причине ее загрязнения продуктами жизнедеятельности.

7.2.18. При проектировании, строительстве, реконструкции, техническом обслуживании и ремонте, эксплуатации ВЛ и в случае прохождения ВЛ по лесным массивам и зеленым насаждениям должен быть соблюден комплекс требований, регламентируемый действующим природоохранным законодательством федерального и регионального уровней, ведомственными и локальными нормативными правовыми актами по направлениям природоохранной деятельности.

7.3. Технологии производства строительно-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции воздушных линий электропередачи

7.3.1. При производстве СМР следует придерживаться следующих принципов:

- индустриальные методы строительства, применение конструкций высокой заводской готовности с целью минимизации времени и сложности выполнения технологических операций в условиях трассы ВЛ, сведения к минимуму объема земляных работ;

- устройство и очистка просеки с применением современных технических средств: высокопроизводительных валочных комплексов, мульчеров и пр.;

- применение технологий устройства фундаментов опор, обеспечивающих сокращение затрат времени на монтаж и сведение к минимуму объема земляных работ – вибропогружение, вдавливание свай оболочек, завинчивание винтовых свай, стержневых заделок в скальных грунтах, применение высокоэффективных рабочих буровых органов для проходки скважин в крепких породах и скальных грунтах;

- как правило, применение автокранов, обеспечивающих установку опор без использования падающей стрелы.

- в условиях труднодоступной местности или в стесненных условиях применение вертолётной техники или монтаж опор методом наращивания;

- монтаж проводов и грозозащитных тросов под тяжением без опускания провода на землю, позволяющий обеспечить отсутствие механических повреждений и загрязнения провода или троса;
- рекомендуется при взаимодействии с операторами связи для одновременного проведения реконструкции ВЛ 6-35 кВ и строительства каналов связи для нужд сетевых компаний, проводить реконструкцию ВЛ с заменой неизолированного провода на защищенный с примыкающим модулем самонесущего ВОК (при соответствующем технико-экономическом обосновании);
- при устройстве пересечений с действующими линейными объектами и инженерными сооружениями применение технологий, обеспечивающих сведение к минимуму затрат времени на отключение пересекаемых ВЛ, контактной сети электрифицированной железной дороги, изменение нормального режима функционирования пересекаемых инженерных сооружений.

7.4. Опоры

7.4.1. Стальные опоры, а также стальные детали железобетонных и деревянных опор и конструкций, металлоконструкции фундаментов, U-образные болты, крепежные изделия следует защищать от коррозии на заводах-изготовителях методом горячего цинкования. Для промышленных и приморских районов дополнительно к горячему цинкованию следует применять стойкие лакокрасочные покрытия, при этом, крепежные изделия следует защищать горячецинковым покрытием или термодиффузионным цинкованием.

7.4.2. Основные требования, предъявляемые к ОПП и ОПП на опорах, вне селитебной территории (п. 7.11 СНиП 2.07.01-89):

- преобладающим требованием является организация ОПП с размещением каждой цепи ЛЭП на отдельной опоре, отступление от решения должно быть обосновано;
- кабельные муфты, ОПН, опорные изоляторы должны быть размещены на специальной площадке на одном уровне на высоте не более 10 метров;
- кабельные муфты должны применяться, как правило, в сухом исполнении;
- кабель должен подниматься по телу опоры с одной стороны и должен быть закрыт коробом на высоту не менее 3-х метров;
- коробки заземления должны располагаться на высоте 1,5-2 метра;
- соединение экрана кабеля с заземляющим проводником должно осуществляться на опорном изоляторе с креплением соединения под болт;
- заземляющий проводник должен быть изолированным;
- переходные опоры должны использоваться специальные, преимущественно заводского производства.
- должно быть предусмотрено ограждение ПП;
- для организации ПП целесообразно использование территорий существующих ПС.
- должен быть обеспечен доступный подход/подъезд.

7.4.3. На ВЛ, проходящих в городах и районах с высоким риском вандализма, в качестве промежуточных рекомендуется применять свободстоящие опоры, в том числе многогранные, железобетонные секционированные.

7.4.4. Конструкции опор должны обеспечивать: возможность технического обслуживания и ремонта ВЛ под напряжением, максимальную эффективность монтажа проводов и тросов, отсутствие необходимости получения специального разрешения при транспортировке по автодорогам.

7.4.5. Для ВЛ, трасса которых проходит по местности, характеризующейся частыми низовыми или торфяными пожарами, следует применять опоры с увеличенной высотой подвеса провода (при соответствующем экономическом обосновании), относительно требований таблиц 2.5.20 и 2.5.22 ПУЭ. Материал опор (железобетонные, металлические,

композитные) должен выбираться в зависимости от местности, условий и способа монтажа на основании технико-экономических обоснований с учётом минимизации последствий воздействия пожаров в охранной зоне ВЛ.

7.4.6. На ВЛ, проходящих по территории населенных пунктов, туристско-рекреационным зонам, вблизи мест отдыха, в национальных парках и заповедниках, на пересечениях с крупными транспортными магистралями в окрестности городов рекомендуется осуществлять декоративную окраску металлических и деревянных опор лакокрасочными покрытиями с длительным сроком службы, а также применять опоры индивидуального проектирования, разработанные с учетом повышенных эстетических требований. Для композитных опор индивидуальная окраска должна быть предусмотрена при их производстве.

7.4.7. На стальных решетчатых опорах следует предусматривать выполнение антивандалных мероприятий, исключающих раскручивание болтовых соединений.

7.4.8. Срок службы деревянных опор ВЛ должен составлять не менее 40 лет, железобетонных не менее 50 лет, стальных решетчатых не менее 60 лет, стальных многогранных и композитных – не менее 70 лет.

7.4.9. Воздушные линии электропередачи **220 кВ и выше.**

- на ВЛ 220-750 (1150) кВ должны применяться опоры необходимой высоты и прочности, соответствующие действующим нормативным документам; одноцепные, двухцепные стальные опоры многогранных и решетчатых конструкций (в том числе новейшей унификации), а также опоры на основе железобетонных центрифугированных стоек, в том числе секционированных.

- в качестве анкерно-угловых опор ВЛ 220-750 (1150) кВ должны применяться стальные свободстоящие опоры жесткой конструкции.

- геометрическая схема и масса промежуточных опор, их расстановка должны быть оптимизированы для конкретных ВЛ, в том числе за счёт более широкого применения марок сталей повышенной механической прочности.

- на ВЛ 220-500 кВ, проходящих по землям сельскохозяйственного назначения, следует применять свободстоящие опоры.

- на ВЛ 220 кВ допускается применение композитных опор с изолирующими траверсами при условии обоснования проектом надёжности, безопасности, эффективности их применения и конструктивного обеспечения устойчивости к внешним воздействиям.

- расчетные климатические нагрузки на строительную часть - опоры и фундаменты - должны определяться в соответствии с ПУЭ, рекомендациями актуализированных СНиП и СТО 56947007-29.240.01.189-2014.

- применение высотных опор, монтируемых методом наращивания, обеспечивающих прохождение ВЛ через лесные участки с минимально возможной шириной просеки.

- для обеспечения безопасности (непрерывность страховки для предотвращения падения работника с опоры) и удобства подъема электромонтеров на опоры ВЛ и в соответствии с приказом Минтруда России от 28.03.2014 №155н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте» опоры ВЛ 110-750 (1150) кВ» должны оснащаться стационарной страховочной линией.

- в целях раннего обнаружения проводов и тросов при прохождении ВЛ в зоне действия малой авиации, в зоне глиссады аэропортов, аэродромов и вертолетодромов, а также при пересечении автодорог следует применять сигнальные шары-маркеры, монтируемые на тросы и/или провода. Для обозначения проводов и тросов ВЛ в ночное время в дополнение к сигнальным шарам-маркерам применяются системы световой маркировки («заградительные огни»).

- в качестве оттяжек опор ВЛ следует применять стальные канаты по СТО 71915393-ТУ062-2008 «Грозотрос», оцинкованные по группе ОЖ (для особо жёстких условий).

7.4.10. Воздушные линии электропередачи **110 (150) кВ и ниже**.

- опоры ВЛ 110 (150) кВ и ниже должны обеспечивать требуемую надёжность электроснабжения и безопасность персонала при эксплуатации (подъём на опору, работу на траверсах и т.д.).

- на ВЛ 35-110 (150) кВ должны применяться опоры необходимой высоты и прочности, соответствующие действующим нормативным документам; одноцепные, двухцепные стальные опоры многогранных и решетчатых конструкций (в том числе новейшей унификации), а также опоры на основе железобетонных центрифугированных стоек, в том числе секционированных.

- на ВЛ 35-110 (150) кВ рекомендуется применение композитных опор с изолирующими траверсами в условиях высокой среднегодовой относительной влажности воздуха, на землях сельскохозяйственного назначения, в условиях агрессивной окружающей среды при сильных загрязнениях воздуха, а также при условии обоснования надёжности, безопасности, эффективности их применения и обеспечения устойчивости к внешним воздействиям. В местах возможных низовых или торфяных пожаров, установка опор, выполненных из композитных материалов не рекомендуется.

- на ВЛ 0,4-20 кВ рекомендуется применение железобетонных опор из вибрированных или центрифугированных стоек, а также композитных и стальных многогранных опор.

- на ВЛ 0,4-20 кВ, проходящих по лесным массивам, рекомендуется применять деревянные антисептированные опоры.

- при необходимости, ВЛ 6-20 кВ могут быть выполнены в габаритах 35-110 кВ.

- на ВЛИ 0,4 кВ и ВЛЗ 6-10 кВ рекомендуется устанавливать стационарные устройства (прокалывающие зажимы со скобами, скобы для крепления на анкерных зажимах и т.п.) для контроля напряжения и установки переносного заземления. Места установки определять проектом или исходя из местных условий эксплуатации.

- на ВЛ 0,4 кВ рекомендуется применение одностоечных анкерных и анкерно-угловых стальных многогранных опор:

- вместо трехстоечных анкерно-угловых железобетонных или деревянных опор;
- вместо двустоечных анкерных и анкерно-угловых железобетонных или деревянных опор при соответствующем технико-экономическом обосновании.

- на ВЛ 0,4 кВ следует применять железобетонные опоры с изгибающим моментом не менее 30 кН·м, на ВЛ 6-10 кВ железобетонные и стальные многогранные опоры с изгибающим моментом не менее 50 кН·м.

7.5. **Фундаменты**

7.5.1. Условия применения фундаментов на ВЛ определяются проектной документацией с учетом требований действующих НТД в зависимости от результатов исследований грунтов (инженерно-геологических, гидрогеологических и других изысканий) в местах их установки.

7.5.2. При выборе типа фундаментов опор следует отдавать предпочтение фундаментам, оказывающим наименьшее разрушающее воздействие на структуру грунтов.

7.5.3. Должны применяться:

- унифицированные сборные железобетонные фундаменты (заглубленные, малозаглубленные, поверхностные);

- монолитные железобетонные фундаменты, свайные железобетонные и металлические фундаменты (фундаменты из железобетонных свай с металлическими

ростверками, винтовые сваи, сваи открытого профиля, сваи-оболочки, буронабивные и буроопускные сваи).

7.5.4. Следует обеспечивать внедрение на ВЛ:

- индустриальных способов производства работ по установке фундаментов в полевых условиях;
- современных коррозионностойких материалов и покрытий для защиты железобетонных и металлических конструкций от коррозии;
- фундаментов для оттяжек опор с вынесением узлов крепления U –образных болтов над поверхностью земли, особенно, если на ВЛ предусмотрена плавка гололёда с использованием земли в схеме плавки;
- для закрепления опор в многолетнемерзлых грунтах следует, как правило, использовать фундаменты, обеспечивающие сохранение мерзлого состояния грунтов в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации ВЛ. Рекомендуется использование стальных (забивных и винтовых) свай, внутренняя полость которых заполнена легким (вспененным) материалом в заводских условиях, либо применение лежневых (поверхностных) фундаментов.

7.5.5. Способ закрепления в грунте опор ВЛ 0,4-20 кВ по всей трассе должен быть унифицирован и соответствовать проекту.

7.6. Провода, грозозащитные тросы

7.6.1. На ВЛ 220 кВ и выше следует применять:

- сталеалюминевые провода по ГОСТ 839.
- высокопрочные провода новых конструкций со стальным сердечником, характеризующиеся меньшими коэффициентами аэродинамического сопротивления, повышенной коррозионной стойкостью и стойкостью к гололедно-ветровым воздействиям, большей крутильной жесткостью. Вблизи береговой зоны морей и загрязнённых промышленных зон применять провода с повышенной коррозионной стойкостью сердечников из стали плакированной алюминием.
 - провода со стальным сердечником с профилированными проволоками верхних повивов (Z-образные, трапецеидальные, стреловидные).
 - в обоснованных случаях допускается применение современных конструкций проводов со стальным сердечником, позволяющих существенно увеличить пропускную способность без увеличения нагрузки на опоры, или превосходящие стандартные провода по техническим характеристикам.
 - провода из алюминиевых сплавов, композитных немагнитных материалов – при технико-экономическом обосновании.
 - при достаточном технико-экономическом обосновании – провода со встроенным оптическим кабелем.
- в качестве грозозащитных тросов должны применяться:
 - стальные тросы: оцинкованные по группе ОЖ; плакированные алюминием; из низколегированной стали;
 - сталеалюминевые тросы, обладающие высокой молниестойкостью, механической прочностью, коррозионной стойкостью;
 - грозозащитные тросы со встроенным оптико-волоконным кабелем, в том числе, с термостойким оптическим волокном.

7.6.2. Воздушные линии электропередачи 110 (150) кВ и ниже следует применять:

- на ВЛ 35-150 кВ на основании технико-экономической оценки осуществляется выбор между стандартным сталеалюминевыми проводами и проводами с улучшенными характеристиками в части максимальной рабочей температуры, механической прочности, а также защищёнными проводами (марок СИП-3 и СИП-7).

- в районах с интенсивными ветровыми и гололёдными нагрузками, а также на больших переходах ВЛ 35-150 кВ рекомендуется применять новые конструкции проводов, превосходящие стандартные пропускной способностью и техническими характеристиками с целью:

- снижения нагрузок на опоры и фундаменты;
- увеличения длины пролетов;
- уменьшения коэффициента аэродинамического сопротивления;
- снижения вероятности пляски проводов;
- снижения вероятности обрыва проводов при воздействии внешних механических нагрузок (противодействие налипанию снега и гололедообразованию).

- защищенные провода рекомендуется применять на ВЛ 6-35 кВ в первую очередь:

- при прохождении трассы ВЛ по населенной местности;
- при прохождении ВЛ по лесным массивам;
- при пересечении ВЛ водных преград;
- при отсутствии возможности соблюдения габаритных расстояний при прохождении ВЛ в стесненных условиях;
- в качестве шлейфов для присоединения ТП наружной установки к разъединителю 6-20 кВ;
- при совместной подвеске с ВЛИ 0,4 кВ.

- при новом строительстве и реконструкции ВЛ 0,4 кВ, как правило, должны применяться СИП с изолированной нулевой несущей жилой.

- монтаж проводов ВЛИ, выполненных СИП с изолированной нулевой жилой (СИП-2), может осуществляться, как на опорах, так и по стенам зданий и сооружениям.

- срок службы СИП должен быть не менее 40 лет.

- срок службы неизолированных проводов и грозозащитных тросов на ВЛ не менее 50 лет.

7.7. Изоляторы и линейная арматура

7.7.1. Изоляторы:

7.7.1.1. Количество и тип изоляторов в гирляндах разного назначения на ВЛ должны выбираться в соответствии с действующими нормами проектирования, а также с учетом местных условий, в том числе наличия актуальных карт загрязнения изоляции.

7.7.1.2. На ВЛ 35-1150 кВ следует применять:

- на ВЛ 330 кВ и выше, как правило, стеклянные изоляторы со сниженным уровнем радиопомех.

- на ВЛ до 220 кВ включительно тип изолятора выбирается на основе технико-экономического сравнения вариантов.

- на пересечениях ВЛ 220-330 кВ с инженерными коммуникациями применять двухцепные натяжные гирлянды изоляторов с отдельным креплением к траверсе опор.

- на пересечениях ВЛ 330 кВ и выше (при двух и более расщепленных проводах в фазе) с инженерными коммуникациями применять многоцепные натяжные гирлянды изоляторов с отдельным креплением цепей к траверсам опор.

- на ВЛ 220 кВ и выше гирлянды изоляторов должны быть снабжены защитной арматурой.

- на ВЛ 330 кВ - стеклянные изоляторы с аэродинамическим профилем (в том числе с гидрофобным покрытием) – для установки в поддерживающей гирлянде из стеклянных изоляторов (1 (один) изолятор сверху гирлянды).

- полимерные консольные изолирующие траверсы - для ВЛ до 220 кВ включительно, проходящих в стесненных условиях, имеющих возможность подъезда

подъёмников и вышек к опорам для проведения технического обслуживания и ремонтов арматуры и изоляторов.

- на больших переходах ВЛ 110 кВ и выше – стеклянные изоляторы.
- на ВЛ 110 кВ и выше на высотных опорах допускается применение длинностержневых фарфоровых изоляторов (при обосновании).
- срок службы изоляторов должен быть не менее 30 лет.

7.7.1.3. На ВЛ 6-20 кВ следует применять:

- подвесные полимерные, стеклянные изоляторы;
- полимерные консольные (консольные с оттяжкой) изолирующие траверсы;
- опорностержневые фарфоровые и полимерные изоляторы, в том числе с проушиной для защищённых проводов;
- штыревые стеклянные из закалённого стекла и фарфоровые изоляторы с проушиной. Для крепления на изоляторах защищённых и сталеалюминевых проводов следует применять спиральные вязки.

7.7.2. Линейная арматура:

7.7.2.1. На ВЛ следует применять:

- сцепная, поддерживающая, натяжная, защитная, соединительная, ответвительная (контактная) арматура на ВЛ должны выбираться в соответствии с действующими нормами, с учетом требований проектной документации;
- для сталеалюминевых проводов по ГОСТ 839 в качестве натяжной должна использоваться, как правило, прессуемая, клиносочленённая, спиральная и болтовая арматура. Для грозозащитных тросов - спиральная арматура;
- для ВЛ 220 кВ и выше в качестве меры усиления сварного шва в шлейфах анкерно-угловых опор рекомендуется применение спирального шлейфового зажима;
- линейная арматура не должна вызывать локальных перегревов провода в местах ее установки;
- на переходных промежуточных опорах больших переходов - поддерживающие зажимы, обеспечивающие нормативный срок службы проводов и компенсирующие сезонные изменения стрел провеса провода;
- прочность заделки конкретного провода в натяжных зажимах, устанавливаемых на переходных анкерных опорах больших переходов, должна подтверждаться обязательным проведением контрольных испытаний;
- поддерживающая арматура, устанавливаемая на опорах ВЛ 35 кВ и выше, должна обеспечивать дополнительную защиту проводов от воздействия ветровых колебаний;
- конструкция натяжной арматуры не должна способствовать увеличению длины элементов изолирующей подвески, необходимых для ее присоединения;
- на ВЛ должны применяться многочастотные гасители вибрации (не менее 3-х резонансных частот) ;
- на ВЛИ 0,4 кВ и ВЛ 6-35 кВ с защищенными проводами необходимо применять линейную арматуру, соответствующую конструкции самонесущего изолированного или защищенного провода;
- соединения и ответвления проводов на ВЛИ 0,4 кВ и ВЛЗ 6-20 кВ допускается выполнять только с применением специальных зажимов, соответствующих типу СИП или защищенного провода;
- присоединение проводов ответвлений от ВЛИ 0,4 кВ к вводам абонентов должно осуществляться с применением ответвительных прокалывающих влагозащищённых зажимов, в том числе с отдельной затяжкой болтов магистрального и ответвительного проводов, допускающих многократное подключение и отключение ответвительного провода;
- линейная арматура должна быть необслуживаемая и неремонтируемая;

- срок службы арматуры должен соответствовать сроку службы проводов, тросов, для которых она предназначена;
- металлические элементы кронштейнов и крюков ВЛИ 0,4 кВ должны обеспечивать возможность болтового присоединения проводников повторного заземления;
- присоединение нулевого проводника к заземляющему спуску опоры ВЛИ 0,4 кВ при выполнении повторного заземления рекомендуется выполнять с применением специальных гибких проводников;
- с целью обеспечения требований безопасности при техническом обслуживании ВЛИ 0,4 кВ в начале и в конце магистрали ВЛИ, а также в начале и конце линейных ответвлений рекомендуется установка стационарных устройств закорачивания и заземления ВЛИ, оснащенных отдельным заземляющим спуском;
- на ВЛ 110 кВ и выше поддерживающая арматура для фазных проводов – глухая с интегрированным протектором;
- на ВЛ 330-750 кВ - демпфирующие дистанционные внутрифазные распорки – в районах с частой и интенсивной пляской проводов, а также совместно с проводами новых конструкций, характеризующихся повышенной жесткостью.

7.8. Защита от грозовых перенапряжений

7.8.1. Приоритетными мероприятиями по молниезащите ВЛ 110 кВ и выше являются применение тросовой защиты, заземление опор с нормированными значениями сопротивления заземления, применение изоляции с повышенной импульсной прочностью. Установка на опорах защитных аппаратов возможна при технико-экономическом обосновании.

7.8.2. На участках трасс ВЛ 110-330 кВ в гололёдных районах с толщиной стенки гололёда более 25 мм, при технико-экономическом обосновании, допускается отказ от подвески троса в пользу других технических решений.

7.8.3. На ВЛЗ 6-20 кВ, проходящей по населенной местности и зоне с грозовой деятельностью 20 грозовых часов и более, необходимо предусмотреть установку устройств защиты от грозовых перенапряжений.

7.8.4. Применение на ВЛ 6-35 кВ устройств защиты от грозовых перенапряжений должно обеспечивать защиту:

- проводов от перегрева и пережога;
- подходов к РУ ПС;
- изоляции ВЛ в районах с повышенной грозовой активностью;
- коммутационного оборудования;
- кабельных муфт;
- мест пересечения ВЛ с инженерными сооружениями;
- столбовых и мачтовых ПС, РП, ТП.

7.9. Линейное коммутационное оборудование 6-35 кВ

7.9.1. Для оптимизации режимов работы, повышения надёжности электроснабжения потребителей, сокращения затрат на эксплуатацию и ремонтно-восстановительные работы, необходимо автоматизировать сети 6-20 кВ посредством:

- АВР;
- секционирования ВЛ;
- организации систем АПВ как на линейных выключателях центров питания, так и на секционирующих пунктах ВЛ;
- отключения ответвлений ВЛ;

- оснащения устройствами ОМП ВЛ, в том числе индикаторами неисправности, с регистрацией направления на место повреждения, передающими данные о состоянии ВЛ на рабочее место диспетчера;

- организации мониторинга за текущим состоянием проводов, в том числе их температуры нагрева.

7.9.2. Пункты секционирования с вакуумными выключателями и пункты автоматического включения резерва необходимо устанавливать на магистральных линиях 6-20 кВ, а также на протяженных ответвлениях ВЛ при наличии технико-экономического обоснования.

7.9.3. Присоединения ВЛ напряжением 6-20 кВ должны быть оснащены устройствами однократного или двукратного АПВ на головном выключателе линии и на секционирующих пунктах.

7.9.4. Пункты АВР и секционирующие пункты должны быть оснащены вакуумными выключателями и микропроцессорными устройствами РЗА.

7.9.5. Для секционирования магистральных линий 6-35 кВ следует применять вакуумные выключатели наружной установки (реклоузеры), с микропроцессорными блоками управления, позволяющие программировать работу выключателей под требуемые режимы работы.

7.9.6. Допускается применение секционирующих разъединителей 6-20 кВ с использованием оперативной штанги.

7.9.7. Для отключения ответвлений от магистрали, длина которых составляет более 1,5 км, рекомендуется устанавливать современное коммутационное оборудование (в местах ответвлений ВЛ).

7.9.8. С целью повышения управляемости и контролируемости за работой электрической сети, все системы автоматизации должны обеспечивать передачу информации на диспетчерский пункт о текущем состоянии коммутационного аппарата, а также обеспечивать возможность телеуправления данным оборудованием.

7.10. Защита воздушных линий от гололедно-ветровых воздействий

7.10.1. Вновь сооружаемые, реконструируемые и эксплуатируемые ВЛ, проходящие в районах с толщиной стенки гололеда 25 мм и выше (IV район по гололеду и выше), а также с частыми образованиями гололеда и изморозевых отложений в сочетании с сильными ветрами, в районах с частой и интенсивной пляской проводов, необходимо оснащать (преимущественно) управляемыми установками плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах постоянным (в том числе импульсным) током.

7.10.2. Допускается отказ от плавки гололеда и сооружение ВЛ в гололедоупорном исполнении при соответствующем обосновании.

7.10.3. Вопросы защиты ВЛ 110 кВ и выше от гололедно-ветровых воздействий следует рассматривать комплексно с вопросами грозозащиты данных ВЛ.

7.10.4. Реализация плавки гололеда должна осуществляться таким образом, чтобы длительность плавки не превышала одного часа в каждой схеме плавки.

7.10.5. Управляемые установки плавки гололеда должны быть оснащены функцией самодиагностики с интеграцией в АСУ ТП ПС (при наличии АСУ ТП).

7.10.6. При технико-экономическом обосновании применение автоматизированных систем раннего обнаружения гололедообразования и распределенного контроля температуры оптического волокна при плавке гололеда на грозозащитном тросе и фазном проводе со встроенным волоконно-оптическим кабелем и непосредственного контроля температуры провода при плавке гололеда. Минимально необходимый состав автоматизированных систем раннего обнаружения гололедообразования должен состоять из следующих элементов:

- датчики тяжения провода/ троса, выдающие информацию о весе и диаметре гололёда;

- датчики температуры проплавляемого провода/троса;
- датчики температуры окружающей среды;
- датчики скорости и направления ветра.

7.10.7. На ВЛ или участках ВЛ, проходящих в IV и выше районах по гололеду:

- должны применяться стеклянные изолирующие подвески;
- при соответствующих обоснованиях допускается установка V-образных поддерживающих гирлянд изоляторов с отдельным креплением к опоре;
- должны применяться, как правило, одномодульные полимерные междуфазные распорки;
- рекомендуется применение проводов, обладающих повышенной стойкостью к гололедно-ветровым воздействиям;
- рекомендуется применение устройств, предотвращающих закручивание проводов, ограничителей гололёдообразования (ОГК), а также устройства для защиты проводов от налипания мокрого снега.

7.10.8. Для предотвращения отключений ВЛ 110-220 кВ из-за приближения шлейфов к металлическим элементам опор при сильном ветре на анкерных опорах необходимо рассматривать возможность установки обводных гирлянд изоляторов.

7.10.9. Для ВЛ 6-110 (150) кВ:

- в районах с частым образованием гололёда в особых гололёдных районах, а также в районах с высокими ветровыми нагрузками необходимо рассматривать возможность строительства кабельной линии взамен ВЛ;
- для предотвращения массовых разрушений на ВЛ сокращать длину анкерных пролётов и применять опоры и провода с повышенной механической прочностью;
- применять плавку гололёда при соответствующем технико-экономическом обосновании.

8. Кабельные линии

8.1. Общие принципы построения силовых кабельных линий

8.1.1. Для кабельных линий всех классов напряжений рекомендуется применять кабели:

- с увеличенной толщиной оболочки повышенной твердости для снижения риска повреждения оболочки при прокладке;
- с наружным электропроводящим слоем, в том числе в составе огнезащитного покрытия, наносимого после прокладки кабеля на его оболочку, выполненную из материалов пониженной горючести, в том числе поливинилхлоридных композиций с низким дымо - газовыделением и без галогенных композиций с высоким кислородным индексом для прокладки в инженерных сооружениях;
- для подводной прокладки - кабели бронированные (бронированные немагнитные) с изоляцией из сшитого полиэтилена обеспечивающие работу в течение срока службы, выдерживающие осевые, поперечные, механические нагрузки в условиях гидростатического давления (только единой строительной длиной подводной части перехода кабельной линий);
- для прокладки в горной местности, а также в зонах сейсмической активности, применять бронированные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена и прокладывать их в специальных инженерных сооружениях. Способ прокладки определять проектом, с применением специальных мер защиты от механических повреждений.
- при параллельной прокладке силовых кабелей 110-500 кВ и кабелей ВОЛС для технологических защит ПС и ЛЭП, прокладку ВОЛС выполнять вне лотков с силовыми кабелями или защитных конструкций силовых кабелей.

8.1.2. Для КЛ 110 кВ и выше длиной не менее 0,5 км, как правило, должны применяться кабели со встроенным оптоволоконном для мониторинга температуры нагрева токопроводящей жилы.

8.1.3. Ресурсный срок службы кабелей не менее – 30 лет с учётом эксплуатационных мероприятий, регламентированных соответствующими нормативными документами.

8.2. Арматура для силовых кабельных линий

8.2.1. Количество и типы применяемой арматуры кабелей определяются проектной документацией по прокладке КЛ. Арматура должна иметь максимальную степень заводской готовности, обеспечивающую минимизирование влияния человеческого фактора при монтаже и вероятности повреждения элементов конструкции муфт при монтаже и транспортировке.

8.2.2. Для КЛ **110-500 кВ**:

- «сухие» конструкции элегазовых вводов, соединительных и концевых муфт, адаптированные к монтажу кабелей с оптическими волокнами, интегрированными в экран кабеля, ориентированные на исключение применения жидких диэлектрических сред, кроме случаев, оговоренных в проектной документации;
- композитные изоляторы для концевых муфт наружной установки с различными длинами пути утечки в зависимости от степени загрязнения атмосферы на объекте;
- концевая арматура, может иметь специальные адаптеры для периодического контроля уровней ЧР с помощью передвижных измерительных установок.

8.2.3. Для КЛ **до 35 кВ**:

- арматура на основе термоусаживаемых трекингостойких, негорючих, не распространяющих горение трубок и изделий;
- кабельная арматура холодной усадки на основе предварительно изготовленных на предприятиях эластомерных элементов.

8.3. Требования к экранам силовых кабелей

8.3.1 Выбор конструкции, сечения экрана и способ его заземления должен осуществляться по условиям допустимого нагрева КЛ в нормальном и после аварийном режимах работы, а также по условиям его термической стойкости, в том числе в режиме протекания однофазного (в сети с изолированной нейтралью) ТКЗ, с обеспечением электробезопасности обслуживания коробок транспозиции, с учетом их количества, мест расположения и проектирования КЛ по принципу минимизации количества соединительных транспозиционных муфт;

8.3.2. Проверка допустимости выбранного способа заземления экранов кабелей и расчет транспозиции экранов, должны осуществляться при проектировании с учетом допустимых напряжений на экранах кабелей при протекании по жиле максимального рабочего тока и ТКЗ в течении времени протекания по условиям работы РЗА;

8.3.3. Выбор способа обустройства экранов (частичное разземление или применение систем транспозиция) должен решаться при проектировании в каждом отдельном случае с учетом конкретных условий в зависимости, прежде всего, от значений ТКЗ и условий безопасного проведения работ при эксплуатации КЛ и их технического обслуживания и ремонта;

8.3.4. Транспозиционные колодцы должны быть обслуживаемыми, с обязательным наличием внешней гидроизоляции и иметь защиту от доступа посторонних лиц.

9. Системы оперативного тока

9.1. Требования к системам оперативного тока

9.1.1. Технические решения по организации системы оперативного тока ПС должны обеспечивать бесперебойное электропитание потребителей оперативного тока.

9.1.2. При новом строительстве ПС 110 кВ и выше должна применяться СОПТ. Допускается применения СОПТ на ПС 35кВ при наличии специального обоснования.

9.1.3. Выпрямленный оперативный ток допускается применять на ПС 6 - 110 кВ при наличии специального обоснования и на действующих объектах до их реконструкции.

9.1.4. При реконструкции объектов электроэнергетики создание СОПТ может быть обосновано необходимостью установки современных коммутационных аппаратов и микропроцессорных устройств РЗА, аппаратуры телемеханики и организации цифровых каналов связи. Допускается применение упрощенного варианта СОПТ на базе ШОТ.

9.1.5. На ПС 220 кВ и выше, а также на узловых и/или транзитных ПС 110 кВ (при соответствующем технико-экономическом обосновании) с четырьмя и более выключателями ВН должны применяться:

- две АБ;
- четыре ЗУ - по два на каждую АБ;
- два секционированных ЩПТ (не менее 2 секций в каждом);
- шкафы распределения оперативного тока (ШРОТ).

9.1.6. В остальных случаях рекомендуется применение одной АБ с двумя ЗУ и секционированным ЩПТ (не менее двух секций).

9.1.7. В зависимости от условий может применяться централизованная (один комплект) или децентрализованная (два и более комплектов) система оперативного тока.

9.1.8. Децентрализация система оперативного тока может быть выполнена при наличии на ПС удаленных распределительных устройств, а также в период реконструкции объектов электроэнергетики исходя из территориального размещения нагрузок на ПС или исходя из характера нагрузок потребителей. Положительными моментами децентрализации по территориальному признаку являются:

- уменьшение длины кабелей на территории ПС;
- улучшение электромагнитной обстановки в распределительной сети постоянного тока;
- уменьшение распределенной емкости сети относительно земли;
- уменьшение провалов напряжения на шинах питания устройств РЗА при включении высоковольтных выключателей.

9.1.9. Питание цепей оперативной блокировки разъединителей, а также дискретных входов контроллеров присоединения систем АСУ ТП, должно выполняться от двух отдельных взаиморезервирующих преобразователей (AC/DC или DC/DC), как правило, напряжением 220 В, имеющих гальваническую развязку между входными и выходными цепями, селективные защитные аппараты и собственный контроль наличия напряжения и изоляции.

9.2. Постоянный оперативный ток

9.2.1. СОПТ должна обеспечивать рабочее питание следующих основных электроприемников:

- устройств РЗА;
- устройств управления высоковольтными коммутационными аппаратами (без питания приводов разъединителей и заземляющих разъединителей, питание приводов выключателей возможно при обосновании);
- устройств связи и коммуникации, обеспечивающих передачу сигналов и команд РЗА;

- устройств нижнего и среднего уровня АСУ ТП, ССПИ (ТМ) с применением DC/DC преобразователей;
- АИИС КУЭ (при необходимости);
- приводов автоматических вводных и секционных выключателей ЩСН напряжением 0,4 кВ (при наличии технической необходимости);
- устройств центральной сигнализации.

9.2.2. СОПТ должна обеспечивать резервное питание:

- инверторов резервного питания верхнего уровня АСУ ТП;
- устройств связи (при необходимости);
- светильников аварийного освещения технологических помещений.

9.2.3. СОПТ должна обеспечивать стабильную величину напряжения 220 В в пределах нормального допустимого отклонения на клеммах электроприемников $\pm 5\%$. Предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников СОПТ, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных зарядов АБ должна составлять не более $-15\% +10\%$. При применении ШОТ допускается отклонения от 220 В уровни напряжения.

9.2.4. При построении СОПТ должны применяться, как правило, стационарные АБ со сроком службы не менее 20 лет и способностью обеспечивать максимальные расчетные толчковые токи после двухчасового разряда (не менее) током нагрузки в автономном режиме (при потере собственных нужд ПС) в течение всего срока службы. В составе ШОТ, допускается применять АБ со сроком службы не менее 12 лет с учетом выполнения вышеуказанных условий.

9.2.5. Компоновка СОПТ должна выбираться с учетом выполнения следующих требований:

- возможность выполнения контрольных разрядов АБ для определения ее фактической емкости;
- возможность проведения ремонта любого элемента СОПТ при сохранении в работе АБ и всех основных электроприемников СОПТ;
- возможность обеспечения режима работы СОПТ без гальванической связи между полюсами двух и более АБ;
- раздельное электропитание от разных АБ и/или через разные секции СОПТ при одной АБ основных и резервных устройств РЗА каждого присоединения а также схем ЭМО1 и ЭМО2 каждого выключателя 110 кВ и выше;
- сечение кабелей должно быть принято из условий обеспечения падения напряжения в них в допустимых пределах, термической стойкости и не возгорания при протекании ТКЗ в течение установленного времени действия защитных аппаратов и обеспечения чувствительности защитных аппаратов.

9.2.6 Питание основных электроприемников от ЗУ без АБ в нормальном режиме работы СОПТ запрещено.

9.2.7. Система диагностики, мониторинга и аварийного осциллографирования СОПТ должна обеспечивать:

- автоматический контроль и регистрацию параметров режима работы системы с формированием сигналов, характеризующих отклонения значений контролируемых параметров от допустимых значений и системой оповещения оперативного персонала и/или передачу в АСУ ТП (ТМ);
- автоматический контроль уровня сопротивления изоляции одного или одновременно двух полюсов без отключения присоединений и без инжекции в сеть СОПТ токов величиной более 2,5 мА, способных вызвать ложное срабатывание устройств РЗА. Стационарное устройство должно выявлять присоединение ЩПТ, на котором произошло снижение сопротивления изоляции, а переносное устройство определяет точное место повреждения изоляции.

9.3. Схемные решения по организации защиты системы оперативного тока

9.3.1. В СОПТ должно быть, как правило, три уровня защиты.

- первый (верхний) уровень – вводные защитные аппараты АБ. Для каждой секции СОПТ рекомендуется устанавливать отдельные защитные аппараты АБ;
- второй (средний) уровень – групповые защитные аппараты ЩПТ, питающие шинки управления или сигнализации группы присоединений;
- третий (нижний) уровень – индивидуальные защитные аппараты, питающие наиболее ответственные электроприемники.

9.3.2. На ПС 35 кВ, а также ПС 110 кВ и выше с тремя и менее выключателями ВН возможно использование двух уровней защиты (с исключением групповых защитных аппаратов ЩПТ, питающих шинки управления или сигнализации группы присоединений).

9.3.3. В качестве защитных аппаратов в СОПТ должны применяться автоматические выключатели или предохранители. Конструктивное исполнение защитных аппаратов должно обеспечивать их безопасное обслуживание.

9.3.4. Защита элементов СОПТ должна соответствовать следующим требованиям:

- обеспечение необходимой чувствительности и селективности действия защитных аппаратов на всех уровнях СОПТ;
- резервирование действия защитных аппаратов защитными аппаратами вышестоящего уровня по направлению к источнику питания;
- применение схемных решений, при которых аварийное отключение любого защитного аппарата, в том числе защитного аппарата АБ, не должно приводить к перезагрузке или нарушению работоспособности одновременно всех устройств РЗА присоединений 110 кВ и выше;
- применение схемных решений, обеспечивающих защиту от коммутационных перенапряжений и импульсных помех, проникающих через распределительную сеть из первичных силовых цепей ПС и контура заземления;
- аппараты защиты, устанавливаемые в пределах каждого уровня системы СОПТ, должны быть, как правило, однотипными.

9.3.5. Технические данные компонентов и схемные решения, принятые при разработке ШОТ также должны соответствовать вышеуказанным требованиям.

9.4. Зарядные устройства

9.4.1. ЗУ СОПТ должны соответствовать следующим требованиям:

- питание всей нагрузки ПС, подключенной к СОПТ, и одновременно ускоренный заряд своей АБ в течение не более 8 часов до 90% емкости;
- обеспечение заряда и подзаряда АБ различными методами (U, IU, IUI, уравнивательный заряд, ручной режим);
- соответствие качества напряжения и зарядного тока техническим условиям на аккумуляторы конкретного типа в режиме поддерживающего заряда;
- максимальная величина пульсации тока и напряжения на выходе зарядного устройства при отключенной аккумуляторной батарее (при работе на активную нагрузку) не более 5 % $U_{ном}$;
- точность стабилизации напряжения в режиме поддерживающего заряда от заданного уровня не хуже 1 %;
- наличие термокомпенсации напряжения в режиме поддерживающего заряда;
- автоматическое повторное включение при восстановлении напряжения переменного тока после его исчезновения;

- блокировку, не допускающую проведения режимов уравнивающего или ускоренного заряда при отключенной принудительной приточно-вытяжной вентиляции в помещении АБ;
- наличие автоматического контроля целостности цепей присоединения АБ;
- возможность параллельной работы ЗУ;
- обеспечение дистанционного контроля режима работы и управления;
- обеспечение срабатывания автоматического выключателя (предохранителя) в цепи ЗУ с отключенной или разряженной АБ;
- срок службы не менее 20 лет.

9.5. Выпрямленный оперативный ток

9.5.1. Для организации выпрямленного оперативного тока должны использоваться стабилизированные блоки питания, подключенные к ТН, установленным на стороне ВН ПС, а также к трансформаторам собственных нужд и токовые блоки питания, подключаемые к специально предусмотренным для этой цели комплектам (вторичным обмоткам) ТТ.

9.5.2. Для отыскания замыкания на землю без отключения присоединений в системах выпрямленного оперативного тока должны предусматриваться автоматические устройства или ручные средства поиска.

9.5.3. Для питания оперативных цепей устройств РЗА на ПС все блоки питания должны работать параллельно на шинки оперативного тока (за исключением децентрализованных систем).

9.6. Переменный оперативный ток

9.6.1. Схемные решения по организации системы питания переменного оперативного тока должно предусматривать:

- питание от двух различных источников, включая независимый источник внешнего электроснабжения;
- шинки обеспеченного питания, к которым подключены потребители переменного оперативного тока, должны иметь индивидуальную схему АВР и подключаться через отдельные автоматические выключатели к вводам стороны НН трансформатора собственных нужд до вводного автоматического выключателя;
- питание оперативных цепей должно быть предусмотрено через разделительные трансформаторы с выполнением автоматического контроля изоляции;
- должна быть обеспечена необходимая чувствительность и селективность аппаратов защиты;
- использование только трансформатора собственных нужд и ТН для питания устройств РЗА, предназначенных для действия при коротких замыканиях или исчезновении напряжения в защищаемой сети не допускается, для таких устройств РЗА должны быть использованы специальные схемы, например, дешунтирование электромагнитов управления коммутационными аппаратами, применение автономных токовых блоков питания, предварительно заряженных конденсаторов и др.

9.7. Перспективные направления развития

9.7.1. Для применения на объектах 6-35 кВ системы переменного оперативного тока необходимо разработать групповые или индивидуальные устройства гарантированного электропитания микропроцессорных устройств РЗА, удовлетворяющим следующим условиям:

- питание от измерительных ТТ последовательно с измерительными входами устройств РЗА, без снижения метрологических характеристик ТТ;
- обеспечение выходного тока, достаточного для питания цепей управления и сигнализации приводов коммутационных аппаратов в цикле О-В-О;
- поддержание стабильного уровня напряжения питания при изменении уровней входных напряжений или токов при переключении питания с трансформатора собственных нужд на ТТ и обратно;
- сохранение номинальных параметров выходного напряжения при потере или глубоком снижении питающих напряжений (токов) на время достаточное для выполнения цикла управления О-В-О;
- наличие функций самодиагностики;
- обеспечение уровня пульсации напряжения не более 2%;
- обеспечение допустимого диапазона отклонения выходного напряжения-15%, +10 %.
- срок службы не менее 20 лет.

9.7.2. Для СОПТ необходимо разработать автоматические выключатели отвечающие требованиям эффективности и надежности функционирования на протяжении всего жизненного цикла.

10. Релейная защита и автоматика

10.1. Общие положения

10.1.1. Надежная работа РЗА обеспечивает сохранение устойчивой работы ЕЭС России, снижение ущерба от повреждения электрооборудования и недоотпуска (уменьшения объема передачи) электроэнергии при возникновении технологических нарушений в электроэнергетическом комплексе.

10.1.2. Надежность работы РЗА определяется:

- идеологией построения;
- качеством расчета и выбора параметров срабатывания;
- обеспечением работоспособного состояния;
- обеспечением информационной безопасности.

10.1.3. Идеология построения РЗА должна быть основана на:

- применении современных, технологически совместимых интеллектуальных микропроцессорных устройств с увеличенным интервалом времени между сервисным обслуживанием;

- построении комплексов РЗА, в которой неисправность отдельного элемента или устройства не приводит к его отказу или неправильной работе;

- внедрении технических решений в части управления устройствами РЗА - дистанционного изменения эксплуатационного состояния РЗА или отдельных функций (переключение групп уставок, ввод/вывод отдельных ступеней защит и устройства в целом);

- применении типовых технических решений и альбомов типовых схем вторичной коммутации, применении типовых шкафов;

- применении шкафов (панелей) высокой степени заводской готовности;

- реализации в составе комплексов РЗА встроенных средств защиты информации, соответствующих требованиям Общества к встроенным средствам защиты информации АСТУ;

- обеспечении ближнего и дальнего резервирования РЗА;

- принципе обеспечения «живучести» РЗА (автономности выполнения основных функций РЗА) вне зависимости от работоспособности других автоматизированных систем;

- использованием подменных микропроцессорных устройств РЗА, находящихся в горячем резерве с возможностью удалённого ввода параметров заменяемого терминала.

10.1.4. В целях уменьшения эксплуатационных затрат на повышение квалификации персонала, сокращения времени на проведение технического обслуживания, снижении рисков неправильной работы РЗА по вине персонала в рамках одного ДЗО рекомендуется ограничивать применение устройств различных производителей в пределах одного объекта электроэнергетики.

10.1.5. Приоритет при выборе оборудования РЗА следует отдавать устройствам, производимым на территории Российской Федерации.

10.1.6. Выбираемое оборудование РЗА, включая его программное обеспечение, должно быть аттестовано Обществом для применения на объектах ЭСК, за исключением используемого в рамках опытно-промышленной эксплуатации.

10.1.7. Внедряемые комплексы РЗА должны обеспечивать:

- селективность выявления повреждений элементов сети за счет применения современных алгоритмов и принципов;

- требуемое быстродействие;

- надежность функционирования, в том числе, за счет качественной самодиагностики устройств;

- правильное функционирование с учетом работы электромагнитных ТТ в переходном режиме короткого замыкания;
- повышение эффективности функционирования РЗА в целом за счет применения адаптивных свойств на основе интеллектуальных алгоритмов, в том числе, использующих модели энергосистемы с автоматически уточняемыми параметрами текущего режима.

10.1.8. Качество расчетов и выбора параметров срабатывания устройств РЗА должно быть обеспечено:

- применением действующих методических указаний по расчёту и выбору параметров срабатывания устройств РЗА с учетом рекомендаций производителей оборудования;
- использованием в службах РЗА программно-технического комплекса для ведения модели энергосистемы, расчета параметров схемы замещения элементов энергосистемы, расчета параметров аварийного режима, расчета и выбора параметров срабатывания устройств РЗА.
- возможностью моделирования существующих и перспективных элементов сети, интеллектуальных элементов активно-адаптивного действия: устройств FACTS, СТК, УШР, устройств продольной компенсации ЛЭП, ВПТ, ТОР, накопителей энергии и др.

10.1.9. Работоспособное состояние устройств и комплексов РЗА должно быть обеспечено:

- поддержкой высокого уровня эксплуатационного состояния комплексов и своевременной модернизацией парка устройств РЗА;
- организацией и проведением регламентного технического и оперативного обслуживания;
- наличием высококвалифицированных специалистов в службах РЗА.

10.1.10. Организация технического и оперативного обслуживания устройств РЗА должна предусматривать:

- использование эффективных методов проверки устройств РЗА для своевременного выявления и замены узлов, элементов подверженных неисправности в период жизненного цикла устройства РЗА, а также в период продления сроков эксплуатации;
- совмещение периодического технического обслуживания и технического обслуживания «по состоянию» с установлением технически обоснованных межремонтных интервалов;
- применения дистанционного контроля (мониторинга) состояния и правильности работы устройств РЗА;
- применение автоматизированных систем проверки и оценки состояния устройств РЗА.

10.1.11. Комплектование служб РЗА высококвалифицированными специалистами, прошедших специализированное обучение и имеющих право самостоятельного проведения технического обслуживания соответствующих устройств РЗА должно быть одной из приоритетных задач Общества в области обеспечения надежной работы ЭСК в целом.

10.1.12. В целях обеспечения информационной безопасности должны быть реализованы специальные мероприятия, направленные на недопущение осуществления деструктивных воздействий на оборудование.

10.2. Устройства регистрации аварийных событий

10.2.1. Устройства регистрации аварийных событий и процессов должны обеспечивать:

- регистрацию событий и процессов в объеме, необходимом для их полноценного анализа;

- запись электромагнитных переходных процессов (РАС) и электромеханических (СМПР);
- автоматизацию сбора, обработки информации и предоставления доступа к базе данных и осциллограммам из диспетчерских пунктов и центров управления сетями;
- доступность и наглядность полученной от РАС информации;
- требуемую точность автоматического определения мест повреждения ЛЭП, автоматического выявления поврежденных присоединений при возникновении однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ;
- снижение длительности отключений и рисков возникновения междуфазных коротких замыканий за счет достаточности информации и оперативности ее предоставления (сокращение времени принятия решений оперативным персоналом в аварийных ситуациях) при появлении однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью.

10.2.2. ЛЭП 500 кВ и выше, а также межгосударственные ЛЭП 220 кВ и выше должны быть оснащены устройствами СМПР для функций:

- контроля эффективности противоаварийного управления;
- проверки достоверности расчетных моделей;
- достаточной достоверности оценки режима;
- совершенствования противоаварийного управления на базе синхронизированных измерений параметров режима энергосистем.

10.2.3. При проектировании должны быть проработаны решения по интеграции устройств СМПР и РАС с АСУ ТП или телемеханики, а также передаче информации об аварийных событиях и осциллограмм в ЦУС и ДЦ в автоматизированном режиме.

10.3. Основные направления развития релейной защиты и автоматики

10.3.1. Современное развитие информационных технологий и средств вычислительной техники, а также новейшие достижения в области разработки техники РЗА, измерительных ТТ и ТН позволяют пересмотреть подходы к реализации функций РЗА.

10.3.2. Высоковольтные цифровые ТТ и ТН, основное и вторичное оборудование оснащаются встроенными цифровыми коммуникационными портами связи, в том числе оптическими.

10.3.3. Совершенствуется международный стандарт IEC 61850, регламентирующий эффективное представление и обработку данных объекта автоматизации, в том числе, информационный обмен между микропроцессорными интеллектуальными электронными устройствами.

10.3.4. Передача сигналов в цифровом виде на всех уровнях автоматизации и управления позволяет получить ряд преимуществ, в том числе:

- повышение помехозащищенность вторичного оборудования, благодаря переходу на цифровые оптические каналы связи;
- унификация интерфейсов устройств;
- сокращение количества случаев недопустимого снижения сопротивления изоляции в СОПТ (оптимизация архитектуры СОПТ ввиду использования цифровых оптических связей);
- упрощение эксплуатации и обслуживания устройств РЗА за счет эффективной диагностики в режиме реального времени, метрологических характеристик, сбора и отображения исчерпывающей информации о состоянии объектов;
- унификация процессов проектирования и эксплуатации ПС.

10.3.5. Необходимо обеспечить постепенный переход на построение комплексов РЗА в соответствии с технологией, основанной на использовании современных стандартов

передачи и обработки данных, в том числе на основе серии стандартов IEC 61850 и стандартов безопасности для электроэнергетики IEC 62351.

10.3.6. Внедрение инновационных решений в области РЗА не должно приводить к необоснованному удорожанию программно-аппаратной части, снижению надежности функционирования комплексов и систем РЗА, необоснованному увеличению эксплуатационных издержек.

10.3.7. Развитие комплексов РЗА должно быть основано на использовании устройств и средств вычислительной техники последнего поколения: высокопроизводительные многопроцессорные вычислительные системы, позволяющие обрабатывать большие массивы информации и реализовывать в одном устройстве необходимые алгоритмы передачи данных и функции РЗА всего присоединения (или ПС) в текущем режиме при коротких замыканиях и других аварийных ситуациях.

10.3.8. Возможность использования современных принципов передачи технологической информации, высокопроизводительных вычислительных устройств и комплексов требует пересмотра идеологии построения РЗА, разработки новых алгоритмов.

10.3.9. Требования по формированию единого подхода к созданию (модернизации, реконструкции) и организации эксплуатации РЗА приведены в Концепции развития РЗА ЭСК.

10.4. Особенности построения РЗА

До получения результатов проводимых в настоящее время научно-исследовательских работ и внесения соответствующих изменений в действующую нормативно-техническую документацию при строительстве и/или модернизации РЗА высоковольтных линий необходимо учитывать следующие особенности:

10.4.1. Технические решения при строительстве (прокладке) КЛ (КВЛ) должны исключать возможность повреждения смежных фаз кабеля при возникновении повреждения на одной из фаз.

10.4.2. На КВЛ напряжением 35 кВ и выше должно применяться АПВ, если кабельные участки используются только для захода в КРУЭ. В иных случаях использовать АПВ КВЛ напряжением 35 кВ и выше при отсутствии на них кабельных участков с непосредственным соприкосновением кабелей разных фаз. Наличие на кабельном участке транспозиционных муфт не оказывает влияния на применение АПВ.

10.4.3. Для КВЛ не применять отдельные устройства РЗ для выявления КЗ только на кабельных участках и отключения КВЛ.

10.4.4. РЗА с каждой стороны ЛЭП 110 (220) кВ, имеющей питание с двух или более сторон, должна включать в себя основную и резервную защиту.

10.4.5. В качестве основной защиты ЛЭП 110 (220) кВ, имеющей питание с двух или более сторон, должна предусматриваться быстродействующая защита от всех видов коротких замыканий с абсолютной селективностью.

10.4.6. Если на ЛЭП 110 (220) кВ, имеющих питание с двух или более сторон, при отсутствии основной защиты время отключения короткого замыканий не удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости энергосистемы или нагрузки потребителей, то должна предусматриваться установка двух основных защит.

10.4.7. На линиях электропередачи напряжением 110 (220) кВ с односторонним питанием с питающей стороны должны устанавливаться ступенчатые защиты от всех видов коротких замыканий и токовые отсечки без выдержки времени.

10.4.8. На КЛ (КВЛ) электропередачи необходимо предусматривать не менее двух устройств РЗА, каждое из которых обеспечивает отключение поврежденной ЛЭП при всех видах коротких замыканий со временем, при котором не нарушается термическая стойкость жил и оболочек кабеля (с учетом неуспешного АПВ и действия УРОВ).

11. Техническое диагностирование и мониторинг электросетевого оборудования

11.1. Основные направления развития

11.1.1. Техническое диагностирование и мониторинг электросетевого оборудования в современных условиях должны проводиться в основном под рабочим напряжением без вывода оборудования из работы. В условиях преимущественного диагностирования под рабочим напряжением система технического диагностирования электросетевого оборудования должна строиться на трех основных уровнях диагностического контроля.

11.1.2. **Первый диагностический уровень** предполагает проведение измерений необходимого количества нормируемых параметров с заданной периодичностью под рабочим напряжением без отключения оборудования.

Диагностирование выполняется с использованием автоматизированных систем непрерывного контроля (мониторинга) и/или средствами периодического контроля, включая случаи, когда организация мониторинга невозможна или нецелесообразна.

По результатам технического диагностирования первого уровня принимается решение о дальнейшей эксплуатации оборудования или целесообразности проведения внеочередных мероприятий в рамках второго диагностического уровня.

11.1.3. **Второй диагностический уровень** предполагает периодический контроль с выводом оборудования из работы.

Диагностирование выполняется средствами периодического контроля с применением современных высокоэффективных диагностических методов и оборудования путем измерения нормируемых параметров с заданной периодичностью непосредственно после вывода оборудования из работы с целью выявления степени и характера развития дефекта, зафиксированного на предыдущих уровнях диагностического контроля.

По результатам технического диагностирования второго уровня принимается решение о дальнейшей эксплуатации оборудования или проведении внеочередных мероприятий в рамках третьего диагностического уровня.

11.1.4. **Третий диагностический уровень** предполагает комплексное диагностическое обследование с выводом оборудования из работы.

Диагностирование выполняется с привлечением, как нормируемых средств и методов периодического контроля, так и с привлечением дополнительных специальных средств и методов технического диагностирования по предварительно утвержденной программе. При проведении комплексного диагностического обследования максимально возможное число параметров измеряют на работающем оборудовании под рабочим напряжением. Параметры, которые не представляется возможным измерить под рабочим напряжением, измеряют непосредственно после вывода оборудования из работы.

Результатом комплексного диагностического обследования является отчет с рекомендациями о дальнейшей эксплуатации обследованного электросетевого оборудования.

11.1.5. **Современная система технического диагностирования электросетевого оборудования – это диагностирование под рабочим напряжением без вывода оборудования из работы.**

11.1.6. Система технического диагностирования Общества и ДЗО должна в перспективе обеспечивать проведение диагностических мероприятий в основном в рамках первого диагностического уровня, т.е. путем технического диагностирования под рабочим напряжением без отключения оборудования.

11.1.7. Диагностический контроль технического состояния оборудования должен быть достоверным и соответствовать требованиям нормативных документов Российской Федерации, НТД и организационно-распорядительных документов, действующих в Обществе и отрасли по составу, объему и периодичности.

11.1.8. Организация диагностического контроля технического состояния электросетевого оборудования должна соответствовать требованиям «Концепции развития системы технического диагностирования электросетевого оборудования группы компаний ПАО «Россети».

11.2. Оборудование подстанций

11.2.1. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, шунтирующие реакторы и измерительные трансформаторы

11.2.1.1. Техническое диагностирование состояния оборудования возможно на основании анализа результатов испытаний, анализов и измерений или данных, получаемых в процессе эксплуатации автоматизированными системами мониторинга и технического диагностирования (первый и второй диагностический уровень).

11.2.1.2. Непрерывный контроль (мониторинг) проводится в режиме реального времени путем измерения ключевых показателей технического состояния основного электросетевого оборудования.

11.2.1.3. Мониторинг должен своевременно передавать информацию о критических значениях наблюдаемых параметров. Для различных видов и типов оборудования должен выбираться оптимальный перечень ключевых параметров мониторинга.

11.2.1.4. Необходима разработка и внедрение достоверных методологических подходов и решений в техническом диагностировании состояния электросетевого оборудования по ограниченному числу контролируемых параметров и динамике их изменения.

11.2.1.5. Автоматизированные системы мониторинга и технического диагностирования (АСМД) должны осуществлять оперативное диагностирование текущего технического состояния оборудования, своевременное выявление возникающих дефектов и прогнозирование их развития.

11.2.1.6. Основными целями работы АСМД являются:

- предупреждение возникновения аварийных процессов из-за внутренних дефектов оборудования и своевременное предотвращение неконтролируемого развития дефектов;
- определение допустимой нагрузочной способности;
- повышение электробезопасности оперативного персонала, снижение влияния человеческого фактора в процессе сбора, обработки и формирования результатов технического диагностирования;
- интегрирование результатов мониторинга и технического диагностирования в АСУ ТП и корпоративные информационные системы;
- применение результатов работы АСМД для оценки технического состояния и планирования стратегии обслуживания производственных активов.

11.2.1.7. Внедрение автоматизированных систем мониторинга и технического диагностирования должно осуществляться на основании соответствующего технико-экономического обоснования.

11.2.1.8. На вновь строящихся и реконструируемых ПС должно применяться электрооборудование в конструктивном исполнении, обеспечивающем возможность монтажа и использования АСМД для оценки технического состояния под рабочим напряжением.

11.2.1.9. Автоматизированные средства диагностирования и АСМД должны оснащаться функцией удаленного доступа к оперативной информации о текущем техническом состоянии оборудования.

11.2.1.10. Под рабочим напряжением должен быть обеспечен непрерывный контроль состояния силовых АТ, трансформаторов, и шунтирующих реакторов с использованием АСМД преимущественно по следующим показателям:

- электрическим параметрам (токи, напряжения, активные, реактивные мощности, $\cos \varphi$) сторон ВН, СН, НН;
- влагосодержанию и содержанию растворенных в трансформаторном масле диагностических газов;
- качеству изоляции ($\text{tg}\delta$, емкости) вводов ВН, СН (при соответствующем технико-экономическом обосновании);
- уровню частичных разрядов (при соответствующем технико-экономическом обосновании);
- температуре верхних слоев масла на входе и выходе охладителей (при соответствующем технико-экономическом обосновании);
- температуре наиболее нагретых точек обмоток;
- состоянию технологических защит и сигнализации, систем охлаждения, устройства РПН (ПБВ) для АТ.

11.2.1.11. На оборудовании, не оснащенном АСМД, необходимо проводить оценку состояния нормативными средствами периодического контроля, а при необходимости – комплексное обследование технического состояния по утвержденным действующим программам и типовым техническим заданиям.

11.2.1.12. Целями комплексного диагностического обследования (третий диагностический уровень) силовых трансформаторов, АТ и шунтирующих реакторов являются:

- определение состояния, прогнозирование развития дефектов, оценка степени их опасности при эксплуатации;
- оценка технического состояния силового оборудования и его элементов на основе диагностической информации (результатов измерений, испытаний, анализов);
- разработка рекомендаций о порядке дальнейшей эксплуатации, возможных ремонтах, сроках (периодичности) контроля узлов и систем обследованного силового оборудования.

11.2.1.13. Комплексное диагностическое обследование силовых трансформаторов, АТ и шунтирующих реакторов рекомендуется проводить:

- в случае отсутствия динамики изменений диагностируемых параметров в сторону ухудшения после 12 лет с начала эксплуатации силового оборудования, а в дальнейшем 1 раз в 4-6 лет по решению технического руководителя на основании результатов периодического контроля второго диагностического уровня;
- для оборудования со сверхнормативным сроком эксплуатации по решению технического руководителя, вне зависимости от классификации технического состояния;
- для оборудования, классифицированного по техническому состоянию как «ухудшенное» и «предаварийное»;
- при обнаружении динамики изменений диагностируемых параметров в сторону ухудшения в рамках планового контроля или мониторинга;
- при вводе в эксплуатацию резервной фазы, либо из аварийного резерва;
- при необходимости проведения капитального ремонта.

11.2.1.14. Высоковольтные вводы контролируют под рабочим напряжением при соответствующем технико-экономическом обосновании по изменению абсолютного значения угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ и емкости изоляции, интенсивности частичных разрядов, регистрируемых электрическим методом, току проводимости, результатам тепловизионного обследования и другим методам в соответствии с эксплуатационными требованиями.

11.2.1.15. Измерительные ТТ контролируют под рабочим напряжением при соответствующем технико-экономическом обосновании по качеству изоляции ($\text{tg}\delta$ и ёмкость), частичным разрядам в изоляции, результатам тепловизионного обследования.

11.2.1.16. Измерительные ТН контролируют под рабочим напряжением при соответствующем технико-экономическом обосновании по частичным разрядам в изоляции и результатам тепловизионного обследования.

11.2.1.17. Для опорной и подвесной изоляции должны быть обеспечены следующие виды периодического диагностирования:

- тепловизионное обследование фарфоровой и полимерной изоляции;
- ультрафиолетовый контроль фарфоровой и полимерной изоляции (оптико-электронный контроль);
- акустико-эмиссионный и виброакустический контроль микротрещин фарфоровой изоляции.

11.2.1.18. При проведении технического диагностирования ограничителей перенапряжения нелинейных (ОПН) предпочтение имеют средства дистанционного диагностирования, системы, позволяющие проводить измерения в режиме реального времени, беспроводные датчики (при соответствующем технико-экономическом обосновании). Под рабочим напряжением для ОПН должно быть обеспечено измерение тока проводимости в цепи заземления и тепловизионное обследование.

11.2.1.19. Периодическое диагностирование шин, высокочастотных заградителей, конденсаторов связи, контактных соединений и аппаратных зажимов осуществляется тепловизионным, оптическим и другими методами неразрушающего контроля.

11.2.1.20. Целью диагностирования заземляющего устройства объекта является проверка эффективности выполнения им заданных функций. Диагностирование заземляющего устройства РУ ПС (рабочего, защитного, защиты от грозового перенапряжения), должно выполняться комплексно с учетом взаимного влияния и распределения токовой нагрузки по всей системе заземления. Периодичность и объем обследований устанавливаются действующими нормативными документами.

11.2.2. Системы мониторинга комплектных распределительных устройств элегазовых

11.2.2.1. Эксплуатируемые и вновь вводимые комплектные распределительные устройства элегазовые (КРУЭ) должны оборудоваться АСМД при соответствующем технико-экономическом обосновании.

11.2.2.2. АСМД КРУЭ применяются для сбора, обработки, отображения и хранения текущей информации о состоянии КРУЭ в процессе эксплуатации и предназначена для непрерывного мониторинга состояния изоляции КРУЭ.

11.2.2.3. АСМД КРУЭ должны обеспечивать контроль следующих модулей:

- коммутационных аппаратов (выключателей и разъединителей);
- измерительных ТТ и ТН;
- ОПН;
- соединительных элементов (сборных шин, кабельных вводов, проходных вводов, элегазовых токопроводов).

11.2.2.4. АСМД КРУЭ должна соответствовать следующим общим требованиям:

- обеспечивать измерение интенсивности частичных разрядов в изоляции;
- обеспечивать определение места нахождения дефекта;
- обеспечивать контроль утечек элегаза;
- формировать заключение о техническом состоянии контролируемых модулей КРУЭ.

11.2.3. Коммутационные аппараты (выключатели, разъединители)

11.2.3.1. Диагностирование коммутационных аппаратов возможно на основании анализа результатов плановых испытаний и измерений или данных, получаемых в процессе работы АСМД (первый и второй диагностический уровень).

11.2.3.2. Внедрение АСМД должно осуществляться на основании соответствующего технико-экономического обоснования.

11.2.3.3. АСМД коммутационных аппаратов выполняют следующие функции:

- определяют остаточный коммутационный ресурс контактов;
- определяют техническое состояние привода, которое должно быть достаточным для проведения коммутации;
- контролируют техническое состояние изоляционной системы.

11.3. Воздушные линии электропередачи

11.3.1. Для осуществления контроля технического состояния ВЛ, при соответствующем технико-экономическом обосновании, в рамках первого диагностического уровня рекомендовано применять АСМД по контролю температуры, вибрации и/или гололеда.

11.3.2. В рамках первого диагностического уровня также осуществляется контроль технического состояния ВЛ с выявлением дефектов под напряжением методами неразрушающего контроля.

11.3.3. По решению технического руководителя может проводиться комплексное диагностическое обследование ВЛ в соответствии с действующими программами и типовыми техническими заданиями (третий диагностический уровень).

11.3.4. К основным видам работ в рамках программ комплексного диагностического обследования относятся:

- магнитометрический контроль состояния металлических конструкций опор, стальных тросов, стальных сердечников сталеалюминиевых проводов;
- контроль линейной изоляции ВЛ;
- измерение расстояний по вертикали от проводов (грозозащитных тросов) до поверхности земли вдоль трассы ВЛ;
- контроль анкерных креплений фундаментов;
- контроль состояния фундаментов и ж/б конструкций;
- дефектоскопия оттяжек промежуточных опор;
- тепловизионный контроль соединений проводов, арматуры и изоляции;
- УФ-диагностика изоляции;
- контроль проявлений высоковольтного пробоя;
- определение типоразмеров анкерных плит;
- измерение сопротивления контура заземления;
- измерение удельного сопротивления грунта.
- контроль состояния U-образных болтов и петель анкерных плит;
- определение степени агрессивности среды.

11.4. Кабельные линии

11.4.1. АСМД КЛ (первый диагностический уровень) предназначены для сбора, обработки, отображения и хранения информации, характеризующей текущее состояние основной изоляции, концевых и соединительных муфт КЛ в процессе эксплуатации, определения аварийных участков кабельных линий.

11.4.2. Основной целью оснащения КЛ АСМД является обеспечение получения достоверной информации о текущем техническом состоянии КЛ и муфт, возможности

прогнозирования развития дефектов по динамике развития разрядных процессов в изоляции, выявление дефектов в изоляции на ранних стадиях их развития, проведение определения мест возникновения дефектов в линии. Любые отказы в системах мониторинга не должны приводить к потере диагностической информации.

11.4.3. Оснащение КЛ АСМД осуществляется при наличии соответствующего технико-экономического обоснования.

11.4.4. АСМД КЛ выполняют контроль частичных разрядов в изоляции кабельных линий и муфт и/или контроль температуры жил кабелей.

11.4.5. Техническое диагностирование концевых кабельных муфт должно осуществляться с применением электрических, электромагнитных и акустических методов, тепловизионного обследования (первый диагностический уровень).

11.5. Общие требования к автоматизированным системам мониторинга и технического диагностирования

11.5.1. АСМД имеет следующую архитектуру:

- первичные датчики;
- контроллеры сбора и обработки сигналов;
- централизованный программно-технический комплекс (ПТК) для обработки и представления информации с локальным и/или удаленным АРМ оператора, предназначенного для обработки и анализа получаемой информации.

11.5.2. Параметры программного обеспечения АСМД должны соответствовать следующим основным требованиям:

- гибкая настройка конфигурации системы с отображением размещения датчиков на реальных чертежах, фотографиях, схемах и т.д. конкретного объекта;
- возможность изменения режимов и порядка опроса датчиков;
- наглядность графической формы контроля за интенсивностью возможных процессов в изоляции обследуемого оборудования;
- автоматическое проведение замеров, с возможностью формирования сигналов предупредительной и аварийной сигнализации при превышении критического уровня измеряемых параметров;
- при сохранении полученных данных должна предусматриваться возможность статистической выкладки по всему периоду наблюдения;
- обеспечение передачи данных в АСУ ТП и корпоративные информационные системы.

11.5.3. В АСМД должны использоваться лицензированные программные продукты, соответствующие требованиям разделов 14, 16 и 30 настоящего Положения.

11.6. Электротехнические лаборатории

11.6.1. Передвижные и стационарные электротехнические лаборатории (ЭТЛ) предназначены для проведения комплекса работ по испытаниям и техническому диагностированию электросетевого оборудования, испытанию средств защиты и специального монтажного инструмента. Передвижные ЭТЛ используются на трех диагностических уровнях, включая комплексное диагностическое обследование.

11.6.2. ЭТЛ должны быть оснащены поверенными средствами измерений (СИ), аттестованным испытательным оборудованием (ИО), вспомогательным оборудованием, комплектующими и средствами защиты, необходимыми для проведения испытаний и измерений.

11.6.3. ЭТЛ должны иметь необходимые нормативные и технические документы (стандарты, аттестованные методики измерений и испытаний, паспорта и руководства по эксплуатации СИ и ИО, инструкции и другие документы, регламентирующие проведение

испытаний, измерений и функционирование лабораторий).

11.6.4. ЭТЛ должны представлять собой программно-аппаратные комплексы (ПАК), позволяющие эффективно использовать измерительное и испытательное оборудование, входящее в их состав. ПАК ЭТЛ должен обеспечивать инженерную обработку данных для подготовки протоколов измерений и испытаний.

11.6.5. Стационарные ЭТЛ должны располагаться в лабораторных и вспомогательных помещениях, соответствующих по площадям, состоянию и поддерживаемым в них условиям требованиям охраны труда, электробезопасности, экологической безопасности и санитарных норм.

11.6.6. Для выполнения осмотров и диагностических работ на ВЛ и ПС используются специально оборудованные передвижные ЭТЛ на автомобильной базе.

11.6.7. Выбор шасси автомобиля и варианта его исполнения проводят с учетом климатических условий, географических рельефов и категории дорожного полотна в предполагаемых местах эксплуатации передвижной ЭТЛ.

11.6.8. Обустройство автомобильного фургона ЭТЛ должно обеспечивать выполнение требований охраны труда, электробезопасности, экологической безопасности и санитарных норм, включая наличие в нем системы климат-контроля.

11.6.9. Электротехническая лаборатория должна быть аккредитована (аттестована) или зарегистрирована в одной из общегосударственных или ведомственных (отраслевых) систем аккредитации (аттестации).

11.6.10. Перечень объектов, видов измерений и испытаний, проводимых в аккредитованной (аттестованной) или зарегистрированной ЭТЛ, определяется областью ее аккредитации (аттестации).

11.7. Физико-химические лаборатории

11.7.1. Комплектация физико-химических лабораторий должна обеспечивать получение достоверных результатов анализов или испытаний, закрепленных за лабораторией объектов физико-химического анализа (ФХА). Результаты ФХА используются при техническом диагностировании эксплуатируемого высоковольтного электросетевого оборудования на трех диагностических уровнях, включая комплексное диагностическое обследование.

11.7.2. Физико-химическая лаборатория должна иметь:

- оборудование и материалы (поверенные средства измерений (СИ), аттестованное испытательное оборудование (ИО), вспомогательное лабораторное оборудование, комплектующие, средства защиты, стандартные образцы, химические реактивы и расходные материалы), необходимые для проведения ФХА;

- необходимые нормативные и технические документы (стандарты, аттестованные методики измерений, паспорта и руководства по эксплуатации СИ и ИО, инструкции и другие документы, регламентирующие проведение ФХА и функционирование лабораторий);

- лабораторные и вспомогательные помещения, соответствующие по площадям, состоянию и поддерживаемым в них условиям (температура, влажность, освещенность), снабжению электроэнергией, водой, воздухом (приточно-вытяжная вентиляция), теплом и т.п. требованиям охраны труда, электробезопасности, экологической безопасности и санитарных норм.

11.7.3. Физико-химическая лаборатория должна быть аккредитована (аттестована) или зарегистрирована в одной из общегосударственных или ведомственных (отраслевых) систем аккредитации (аттестации).

11.7.4. Перечень объектов ФХА, видов анализов и испытаний, проводимых в аккредитованной (аттестованной) или зарегистрированной физико-химической лаборатории, определяется областью ее аккредитации (аттестации).

12. Автоматизированные системы управления предприятием, корпоративные информационные системы

12.1. Основные принципы развития

12.1.1. Для обеспечения согласованного развития автоматизированных систем управления, корпоративных информационных систем (далее - ИС) необходимо использовать единую модель данных, централизованные справочники, единые принципы и технологии интеграции, принципы однократности ввода данных. Ввод одних и тех же данных в разные информационные системы не допускается.

12.1.2. ИС должны развиваться по следующим принципам:

- на основании существующих информационных потоков, их состава и структуры, источников возникновения информации, требований к ее передаче, обработки и хранения должна быть создана единая модель данных Общества и ДЗО;
- создание централизованной системы управления корпоративными данными;
- использование единой информационной модели предприятия позволит создать единое информационно-технологическое пространство, осуществить переход к единой платформе и централизованным ИС;
- интеграция ИС с централизованными справочниками и каталогами;
- создание современных пользовательских интерфейсов ИС для повышения производительности с простым доступом к внутренним ресурсам и межпользовательским коммуникациям;
- обеспечение требуемого уровня кибербезопасности ИС и корпоративных данных на всех этапах жизненного цикла ИС, аттестация ИС по требованиям информационной безопасности применяются с учетом мероприятий по импортозамещению;
- сохранение и повышение текущего уровня надежности и непрерывности функционирования ИС (доступности);
- внедрение и использование ИС должно осуществляться в соответствии с требованиями законодательства о защите интеллектуальной собственности и лицензировании;
- на информационные системы, разработанные для нужд Общества и ДЗО должны быть оформлены исключительные права пользования;
- поддержка и сопровождение централизованных и локальных ИС должна осуществляться в едином центре обслуживания.

12.2. Общие требования к архитектуре информационной системе уровня предприятия

12.2.1. Корпоративные ИС должны проектироваться с использованием многоуровневой архитектуры «клиент – сервер» и «сервер – сервер», представляющей информационную систему в виде совокупности элементов ИС разного уровня представления:

- сервера баз данных;
- сервера бизнес-логики;
- сервера кеширования;
- сервера приложений;
- сервера балансировки нагрузки;
- клиентского приложения или клиентского интерфейса.

12.2.2. Основными преимуществами разделения в отдельную составляющую являются возможность повторного использования каждого элемента ИС, легкость

корректировки отдельных компонентов, повышение производительности используемого сервера, возможность масштабирования и повышения доступности ИС.

12.2.3. Составляющие трехуровневой архитектуры:

- уровень представления (реализующий функции ввода и отображения данных);
- прикладной уровень (реализующий универсальные сервисы, а также функции, специфичные для определенной предметной области);
- уровень доступа к информационным ресурсам (реализующий фундаментальные функции хранения и управления информационно-вычислительными ресурсами).

12.2.4. Архитектура ИС должна соответствовать сервис-ориентированной архитектуре – SOA (service-oriented architecture) и микросервисной архитектуре.

12.3. Требования к системе управления корпоративными данными

12.4.1. ИС должна обеспечивать исключение возможности несанкционированного доступа и разграничение доступа к содержимому, содержащему информацию ограниченного доступа.

12.4.2. ИС должна поддерживать шифрование данных отечественными криптоалгоритмами ГОСТ на основе средств криптозащиты, сертифицированных ФСБ Российской Федерации.

12.4.3. Для надежного хранения супермассивов данных и возможности их чтения на высокой скорости рекомендуется использовать распределенную файловую систему Hadoop (HDFS).

12.4.4. Информационная система хранения файлов должна обеспечивать возможность одновременного подключения нескольких информационных систем через API. Необходимо исключить дублирование файловых хранилищ при проектировании информационных систем, работающих с единым контентом.

12.4. Средства интеграции информационных систем

12.4.1. Для построения интегрированной ИТ-инфраструктуры рекомендуется использовать программные интерфейсы обмена данными.

12.4.2. В качестве единого стандарта обмена данными между приложениями, независимо от языка реализации, рекомендуется использовать текстовый формат обмена данными, основанный на языке программирования JavaScript – JSON (JavaScript Object Notation) и его разновидности.

12.4.3. Базовые функциональные возможности программных интерфейсов обмена данными должны включать в себя средства гарантированной доставки, обеспечивать гарантию целостности и безопасность передаваемых данных, маршрутизацию информационных сообщений между ИС, управление маршрутизацией информационных сообщений, трансформирование форматов сообщений по требованиям ИС получателя.

12.4.5. При интеграции обязательно должны использоваться механизмы безопасности, позволяющие противодействовать взаимному деструктивному воздействию связанных ИС или их подсистем включая, но не ограничиваясь:

- взаимной строгой аутентификации;
- организации шлюзов безопасности;
- электронной подписи передаваемых данных;
- криптографической защиты передаваемых данных;

12.5. Требования к планированию архитектуры информационной системы

12.5.1. При планировании архитектуры ИС должен быть обеспечен экономически обоснованный уровень соответствия ресурсов ИТ–комплекса текущим и будущим потребностям деятельности. При планировании ресурсов на ИС необходимо учитывать все затраты, необходимые на весь жизненный цикл ИС, в т.ч. необходимость не увеличения объема документооборота.

12.5.2. Ключевые принципы, влияющие на архитектуру ИС:

- Доступность;
- Производительность;
- Надежность;
- Безопасность;
- Масштабируемость;
- Управляемость;
- Стоимость.

12.5.3. Принцип «разумного консерватизма». При создании, внедрении, модернизации, обновлении ИС необходимо следовать следующим положениям принципа «разумного консерватизма»:

- внедрение новых версий ПО должно иметь обоснованные преимущества перед используемыми версиями ПО и не должно ухудшать текущего состояния дел;
- недопустимо использование тестовых версий ПО (альфа, бета версии ПО и т.п.) в режиме промышленной эксплуатации;
- при планировании внедрения новых версий ПО рекомендуется учитывать долгосрочные планы производителя по выпуску новых версий/релизов;
- внедрение новых версий ПО должно обеспечивать преемственность исторических данных и не должно приводить к росту трудозатрат по вводу в ИС исходных данных и их верификации.

12.6. Рекомендации по выбору горизонтов планирования для информационных систем

12.6.1. Выбор горизонтов планирования ИС должен определяться горизонтом планирования, определенным в Стратегии в области информационных технологий, автоматизации и телекоммуникаций ПАО «Россети», утвержденной Советом директоров Общества, протокол от 02.07.2012 г. № 86. При этом горизонт планирования ИТ–инфраструктуры должен быть меньше, чем горизонт планирования ИС.

12.6.2. Рекомендуется исходить из следующих горизонтов планирования ИС:

- 8-9 лет для приложений класса ERP и приложений управления ИТ, критичных для бизнеса;
- 5-6 лет для бизнес–приложений и систем операционного управления ИТ;
- 3-5 лет для офисных и системных приложений.

12.7. Требования к поставщикам и производителям информационных систем

12.7.1. К поставщикам и производителям ИС предъявляются следующие требования:

- аппаратная платформа и программное обеспечение должны быть стандартизованы и сертифицированы на соответствие стандартам, считающимися общепринятыми в предметной области данного программно-аппаратного обеспечения, иметь гибкую и масштабируемую архитектуру, по возможности использовать отечественное обеспечение (учитывать возможности импортозамещения);

- все программные компоненты ИС должны нормально функционировать в гостевых ОС и быть совместимы с платформами виртуализации;
- предпочтение должно отдаваться ПО разработанному в Российской Федерации;
- гарантийный срок на ИС начинается с момента приемки ИТ-решения в эксплуатацию и должен продолжаться не менее 12 месяцев;
- общая стоимость владения ПО, рассчитанная на весь нормативный срок эксплуатации данного ПО, должна служить основным критерием при выборе того или иного поставщика и ПО;
- все заказное ПО должно поставляться с задокументированным кодом в электронном виде;
- процедура приемки должна обязательно включать в себя контрольную компиляцию переданных исходных текстов, с созданием полностью работоспособной версии ПО и выполнение контрольного примера на данной версии;
- в договоре на разработку ПО необходимо отражать распределение авторских и смежных прав на конечный продукт, а также ограничения на его дальнейшее использование сторонами.

13. Центры обработки данных

13.1. Общие положения развития центров обработки данных

13.1.1. В целях обеспечения высоких показателей надёжности, доступности ИТ сервисов и защищённости данных, ИТ активы, используемые для предоставления ИТ услуг должны размещаться в специально подготовленных серверных помещениях, отвечающих единым требованиям и стандартам Общества. Серверные помещения в свою очередь следует подразделять на центры обработки данных (ЦОД) и технологические помещения.

Для размещения и обеспечения работы ИТ сервисов, должны быть обеспечены следующие поддерживающие сервисы ЦОД:

- сервис размещения: предоставление юнитов, стойко мест или специально подготовленных помещений;
- инженерные сервисы: обеспечение бесперебойного электропитания и климатического режима;
- сетевые сервисы: обеспечение сетевой связности компонентов ЦОД;
- сервисы защиты периметра ЦОД: контроль и ограничение физического доступа, видеонаблюдение, СКУД и т.д.;
- вычислительные сервисы: комплекс средств, предоставляющих платформу для размещения и функционирования компонентов информационных систем и данных.
- сервисы резервного копирования и восстановления данных.

13.1.2. Указанные сервисы должны соответствовать требованиям надёжности и безопасности.

13.1.3. Любые проекты и закупки, предполагающие формирование или модернизацию компонентов указанных сервисов, а также приобретение этих сервисов у провайдеров, должны выполняться с учётом указанных требований.

13.2. Общая структура центра обработки данных

13.2.1. Для размещения централизованных ИТ сервисов, используемых Обществом и ДЗО, используется единый ЦОД (ЕЦОД) – комплекс технических средств и поддерживающих сервисов, функционирующий по единым алгоритмам, управляемых единым оператором ЦОД и полностью соответствующих стандартам ЦОД.

13.2.2. Структурные элементы (кластеры) ЕЦОД могут размещаться в серверных помещениях оператора ЕЦОД, либо серверных помещениях Общества и ДЗО, соответствующих требованиям стандартов ЦОД.

13.2.3. Между центральным и региональными кластерами ЕЦОД должны быть реализованы механизмы георезервирования данных и вычислительных ресурсов. Услуги ЕЦОД должны быть оптимизированы по географическому признаку.

13.2.4. Для размещения локальных ИТ сервисов ДЗО могут использовать, как собственные (локальные) серверные помещения, так и ресурсы ЕЦОД. Обязательным условием размещения ИТ сервиса в серверном помещении, является его соответствие стандартам ЦОД. Категорически запрещается размещать ИТ сервисы в помещениях, не соответствующих стандартам ЦОД.

13.2.5. Вторым по значимости условием, при выборе места размещения ИТ сервиса является стоимость поддерживающих услуг. При размещении новых ИТ сервисов, ИТ подразделение, выполняющее размещение обязано провести сравнительный анализ затрат по размещению сервиса с использованием ресурсов ЕЦОД и собственных помещений и поддерживающих сервисов. Категорически запрещается проводить размещение без указанного сравнительного анализа или использовать не оптимизированные по стоимости способы размещения и поддерживающие услуги.

13.2.6. ЦОД должны соответствовать «Положению о требованиях в области оснащения, стандартов хранения, резервного копирования и защиты данных центров

обработки данных и технологических помещений ПАО «Россети», утверждённому распоряжением от 20.10.2015 № 510р.

14. Автоматизированные системы технологического управления

14.1. Общие принципы развития Автоматизированных систем технологического управления

14.1.1. Автоматизированные системы технологического управления (АСТУ), обеспечивают реализацию ряда основных бизнес-процессов электросетевой компании:

- управление режимами, технической эксплуатацией и ремонтом оборудования, включая исполнение диспетчерских команд и распоряжений диспетчерских центров АО «СО ЕЭС»;
- управление развитием электрических сетей;
- взаимодействие с поставщиками и потребителями в части оказания услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям и передаче электроэнергии.

14.1.2. Техническая политика в области развития АСТУ основана на сочетании единой методологии и стандартизации, а также проведении анализа экономической целесообразности применения технических решений.

14.1.3. Общность технологического объекта управления, бизнес-целей и задач технологического управления определяет подход к формированию и развитию АСТУ как единого распределённого комплекса согласованно функционирующих взаимосвязанных систем:

- оперативно-технологического и ситуационного управления;
- производственно-технического управления;
- мониторинга и диагностики состояния оборудования;
- мониторинга КЭ и управления им;
- РЗА;
- учета электроэнергии и мощности, управления электропотреблением.

14.1.4. В основе их интеграции должна лежать единая информационная модель электрической сети в сочетании с единой системой идентификации объектов модели и единой системой управления нормативно-справочной информацией.

14.1.5. В качестве метамодели, обеспечивающей общую семантику данных, следует использовать адаптируемую к условиям Общества и ДЗО стандартизованную МЭК (МЭК 61970-301 и 61968-11) Общую Информационную Модель (Common Information Model - CIM) электроэнергетики, позволяющую описать как собственно электрическую сеть, так и систему измерения параметров ее режима. Создаваемая метамодель должна приводиться в соответствие отраслевым требованиям к общей информационной модели электроэнергетики по мере их утверждения.

14.1.6. Локально формируемые в соответствии с CIM взаимно синхронизированные модели участков электрической сети, контролируемых отдельными центрами управления, в совокупности должны образовывать единую распределенную информационную модель сети в целом.

14.1.7. Архитектура АСТУ должна соответствовать Модели Референсной Архитектуры Интеллектуальных Сетей SGAM (Smart Grid Architecture Model) Framework, разработанной международными организациями по стандартизации: CEN, CENELEC и ETSI.

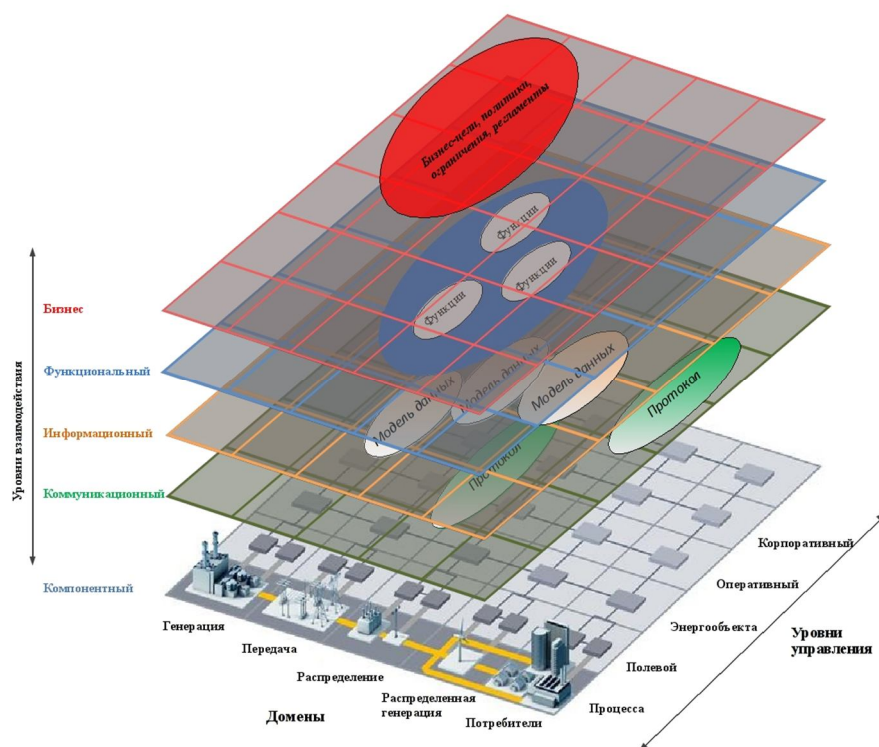


Рисунок 1 Референсная архитектура интеллектуальных сетей SGAM

14.1.8. В соответствии с данной моделью на процессном (управляемом) уровне происходят физическое преобразование, передача, распределение и потребление энергии, реализуемые основным электротехническим оборудованием. Остальные уровни модели представляют информационно-управляющие системы. На полевом уровне выполняются функции защиты, мониторинга и управления процессами передачи, преобразования и распределения электроэнергии (устройства РЗА, контроллеры телемеханики, счетчики электроэнергии др.). Уровень объекта электроэнергетики обеспечивает агрегацию данных от компонентов полевого уровня, общеподстанционные функции и коммуникацию с вышестоящими уровнями технологического управления.

14.1.9. На полевом и объектовом уровнях средствами АСТУ решаются задачи автоматического управления, сбора и передачи на вышестоящие уровни оперативно-технологической информации, данных учета электроэнергии и мощности, контроля КЭ, мониторинга состояния оборудования, а также реализации команд управления, поступающих с оперативного уровня. На этих уровнях интеграция систем АСТУ возможна как путем агрегации в отдельных устройствах функций, относящихся к различным системам, так и путем включения «однофункциональных» устройств в несколько систем.

14.1.10. На оперативном уровне реализуются функции оперативно-технологического и производственно-технического управления сетями, на корпоративном - коммерческие и организационные процессы управления материальными и трудовыми ресурсами, взаимодействием с потребителями и др.

14.1.11. В части программного обеспечения уровней оперативного и корпоративного управления АСТУ ключевыми аспектами интеграции являются:

- сервис-ориентированная архитектура (SOA), позволяющая значительно снизить дублирование функциональности компонентов, обеспечив многократность применения одной реализации функции в различных приложениях;
- унификация процедур информационного взаимодействия на основе использования общей информационной модели и стандартизированных протоколов передачи данных (МЭК 61850, ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/103/104).

14.1.12. Программно-технические средства АСТУ уровня оперативного управления обеспечивают автоматизированное решение комплекса задач ОТУ на основе данных, поставляемых средствами сбора и передачи информации, нормативно-справочной и другой доступной информации, к ним относятся:

- обработка, хранение и отображение технологической информации;
- моделирование и анализ текущих, перспективных и ретроспективных режимов электрической сети;
- оптимизация режимов по напряжению и реактивной мощности;
- оптимизация конфигурации электрической сети;
- контроль и анализ параметров КЭ;
- прогноз энергопотребления;
- управление переключениями в электроустановках, включая телеуправление коммутационными аппаратами, устройствами РПН и компенсации реактивной мощности, а также устройствами РЗА;
- управление ликвидацией аварий и технологических нарушений, тренировка и обучение персонала.

14.1.13. Автоматизированная система производственно-технического управления обеспечивает информационно-аналитическую поддержку проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту, анализу технического состояния оборудования, планированию развития электрической сети.

14.1.14. Сосредоточенные, как правило, в пределах объектов электроэнергетики системы мониторинга и диагностики состояния оборудования и мониторинга КЭ и управления им интегрируются с другими системами АСТУ посредством неоперативной передачи на вышестоящий уровень накопленных ими данных мониторинга, используемых, помимо их прямого назначения, в качестве дополнительной информации в интересах смежных бизнес-процессов.

14.1.15. Устройства и системы автоматики обеспечивают управление технологическими режимами электросетевых объектов без участия персонала по заранее заданным алгоритмам. Устройства релейной защиты предназначены для автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей и/или сигнализации о возникновении повреждений, реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической сети с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

14.1.16. Системы учета электроэнергии и мощности относятся к системам технологического управления, поскольку выполняют функции сбора данных о параметрах технологического режима, а также управления потреблением электроэнергии посредством частичного или полного отключения потребителей. Кроме того, должна реализовываться возможность использования данных учета, собираемых для определения объемов оказанных услуг по передаче электроэнергии и мощности, в системе оперативно-технологического управления, где они играют важную роль в качестве дополнения или альтернативы информации, собираемой с помощью телемеханики, что особенно актуально для распределительных сетей среднего и низкого напряжения, «классическая» телемеханизация которых оказывается, как правило, неоправданно дорогостоящим решением.

14.1.17. Организация информационного взаимодействия подсистем АСТУ и хранения информации должна соответствовать требованиям, установленным отраслевыми нормативно-техническими документами.

14.1.18. На всех уровнях управления, начиная с уровня энергообъекта, должна производиться диагностика достоверности (валидация) собираемых данных. В случае наличия технической возможности должна производиться проверка допустимости команд управления.

14.1.19. В современных условиях особенно актуален подход к определению функциональности АСТУ в целом, ее состава и структуры, а также способов коммуникации между отдельными компонентами на основе технико-экономического анализа.

14.1.20. Положением предусмотрена реализация такого подхода на стадии разработки типовых технических требований к ПТК центров управления всех уровней и к автоматизации технологического управления электросетевыми объектами разной значимости: от ПС сверхвысокого напряжения до ТП распределительной сети.

14.1.21. При создании АСТУ и всех ее подсистем, требуется использовать методологию, установленную серией ГОСТ 34. Обязательны к применению: ГОСТ 34.201-89, ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.602-89, ГОСТ 34.603-92, РД 50-34.698-90.

14.1.22. Детальные технические требования к программно-техническим комплексам АСТУ, включая требования к точности отсчета времени и измерения значений параметров технологического режима, быстрдействию и надежности, должны быть определены соответствующими отраслевыми стандартами или стандартами ПАО «Россети».

14.2. Автоматизированные системы учета электроэнергии

14.2.1. Общие положения развития системы учета электроэнергии

14.2.1.1. Целью Положения в области учета электроэнергии (мощности) является создание систем коммерческого учета, обеспечивающих получение субъектами оптового и розничного рынка достоверной, соответствующей действующим нормативным документам, информации о поставке товарной продукции (электроэнергии, мощности) для организации коммерческих расчетов в соответствии с правилами работы оптового и розничного рынков электроэнергии.

14.2.1.2. Системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных, используемые для коммерческих расчетов на розничных рынках, должны формироваться как интеллектуальные системы учета электроэнергии (далее – СУЭ РРЭ), а системы учета электроэнергии, используемые в ДЗО Общества для коммерческих расчетов на оптовом рынке - как автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (далее - АИИС КУЭ).

14.2.1.3. Создаваемые системы учета электроэнергии должны обеспечивать необходимый уровень защищенности от несанкционированного вмешательства в процессы обработки информации, за счет встроенных средств защиты информации.

14.2.2. Стратегия развития систем учета электроэнергии

14.2.2.1. Основным принципом организации коммерческого учета электроэнергии является организация расчетных систем учета электроэнергии розничных рынков электроэнергии в электроустановках сетевой организации, создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии оптового рынка электроэнергии и мощности.

14.2.2.2. С целью формирования достоверных балансов электроэнергии, при новом строительстве или реконструкции электросетевых объектов, учет электрической энергии организовывается на вводах силовых трансформаторов ПС и ТП, обходных выключателях, и на каждой отходящей ЛЭП.

14.2.2.3. При организации учета электрической энергии необходимо руководствоваться следующими принципами:

- к установке запрещаются интегральные приборы учета электроэнергии, а также приборы учета электроэнергии, не оборудованные интерфейсами связи;
- по условию механической прочности, при организации учета электроэнергии должны применяться медные соединительные проводники;

- применение алюминиевых проводников при новом строительстве и реконструкции запрещается;
- падение напряжения во вторичных цепях ТН не должно превышать 0,25%;
- при новом строительстве подключение ко вторичной обмотке измерительного ТТ, к которой присоединена последовательная цепь прибора учета электроэнергии, каких-либо других измерительных приборов и средств РЗА запрещается, на существующих объектах выделение цепей учета электроэнергии на отдельные обмотки измерительных ТТ необходимо проводить исходя из наличия технической возможности;
- приборы учета должны обладать встроенными средствами защиты информации, включая средства обеспечения достоверности передаваемой технологической информации, соответствующие требованиям Общества.

одним из приоритетных направлений развития интеллектуальных систем учета электроэнергии является переход к стандартным протоколам передачи данных приборов учета электроэнергии, обеспечивающих защиту данных от несанкционированного вмешательства, в целях обеспечения интеграции данных в вышестоящие уровни системы учета электроэнергии по принципу «plug&play».

14.2.3. Структура систем учета

14.2.3.1. Интеллектуальная система учета электроэнергии представляет собой совокупность функционально объединенных устройств, предназначенная для измерения количества и иных параметров электрической энергии, определения объема мощности, автоматизированного сбора, передачи показаний приборов учета электрической энергии (мощности), обеспечивающая информационный обмен, хранение показаний приборов учета электрической энергии (мощности), предоставление информации о результатах измерения количества и иных параметров электрической энергии, определения объема мощности субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии (мощности) реализующая механизмы управления электропотреблением. Технические требования к устройствам интеллектуальной системы учета электрической энергии (мощности) устанавливаются в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании и законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений.

14.2.3.2. Интеллектуальные системы учета электроэнергии в электросетевом комплексе включают следующие подсистемы:

- Информационно-измерительный комплекс (далее - ИИК) - объединяет функции, выполняемые измерительными трансформаторами и приборами учета, а также функции измерения значений электроэнергии и мощности, их хранения в течение установленного времени и выдачи по запросам ИВК или инициативно, а также функции объекта диспетчерского управления.

- Информационно-вычислительный комплекс объекта электроэнергетики (далее - ИВКЭ) - выполняет функции сбора, первичной обработки и хранения данных учета, полученных от ИИК, а также функции преобразования форматов и протоколов передачи данных и выдачу данных учета по запросам ИВК. В качестве ИВКЭ могут выступать устройства сбора и передачи данных (УСПД), концентраторы, контроллеры, обеспечивающие доступ к информации по учёту электроэнергии на уровне ИИК. Допускается организация удаленного сбора данных без применения ИВКЭ в соответствии с проектным решением.

- Информационно-вычислительный комплекс сбора и обработки данных верхнего уровня (далее - ИВК ВУ) – выполняет функции запроса данных учета и вспомогательной информации от ИВКЭ или ИИК, их достоверизации, консолидации, хранения, анализа и представления, а также функции удаленного управления ИИК и ИВКЭ.

- Система сбора и передачи данных (ССПД), технические средства приема-передачи данных (оборудование ЛВС АИИС КУЭ, кабельная инфраструктура, средства передачи информации) - выполняют функции передачи данных учета и вспомогательной информации между функциональными элементами комплекса учета с требуемым уровнем надежности и скорости передачи.

- Система обеспечения единого времени – обеспечивающая синхронизацию единого времени во всех элементах системы учета в соответствии с единым календарным временем.

14.2.4. Требования к организации систем учета

14.2.4.1. Для целей обеспечения унификации программных платформ, эксплуатируемых в Обществе, ИВК ВУ должен быть организован один на филиал или ДЗО, Общества в соответствии со Стратегией в области информационных технологий, автоматизации и телекоммуникаций ПАО «Россети», утвержденной Советом директоров Общества, протокол от 02.07.2012 г. № 86, и обеспечивать в полном объеме реализацию функциональных требований Общества к программно-аппаратному комплексу ИВК.

14.2.4.2. Структура системы учета и каналов связи должна позволять пользователям Общества иметь доступ на любой уровень системы.

14.2.4.3. Системы учета электроэнергии в электросетевом комплексе должны охватывать все точки коммерческого (расчетного и контрольного) и технического учета активной и реактивной электроэнергии и мощности с целью получения полного баланса электроэнергии на объекте, включая балансы по уровням напряжения, секциям шин и собственным нуждам.

14.2.4.4. Интеллектуальные системы учета электрической энергии должны включать в себя или обеспечивать интеграцию со средствами защиты от несанкционированного доступа, в том числе идентификацию, аутентификацию и авторизацию персонала при доступе к системе, мониторинга действий персонала, средствами антивирусной защиты и средствами контроля целостности программно-аппаратной части.

14.2.4.5. Метрологическое обеспечение СИ, являющихся компонентами измерительных каналов СУЭ РРЭ и АИИС КУЭ, субъектов оптового рынка электроэнергии и интеллектуальных систем учета электроэнергии субъектов розничного рынка должно соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение».

14.2.4.6. Межповерочный интервал приборов учета электрической энергии должен быть не менее 10 лет.

14.2.4.7. Системы учета электроэнергии на присоединениях, входящих в состав сечений поставки на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) должны соответствовать действующим требованиям к АИИС КУЭ ОРЭМ предъявляемым НП «Совет рынка» и другим нормативным техническим документам и нормативным правовым актам, действующим в сфере регулирования коммерческого учета на ОРЭМ.

14.2.4.8. Интеллектуальные системы учета электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе (СУЭ РРЭ) должны соответствовать правилам функционирования розничных рынков электрической энергии, требованиям НТД и нормативных правовых актов.

14.2.4.9. При проведении работ по модернизации систем учета электроэнергии должны выполняться следующие критерии:

- модернизация учета электроэнергии на подстанциях 35-110 кВ, РП и ТП 6-10 кВ с целью формирования достоверных балансов электроэнергии по объектам;

- создание замкнутых иерархических контуров (технологических площадок) с возможностью формирования балансов электроэнергии в контуре с погрешностью, не превышающую допустимую;

- получение удаленного опроса приборов учета, при этом его уровень не должен быть менее 95% в сутки (накопленной за день и с начала месяца энергии суммарно и отдельно по всем тарифам, сбор значений активной мощности, усредненной за прошедший 60 минутный интервал);

- интеграция данных коммерческого учета в единый ИВК ВУ филиала (ДЗО).

14.2.4.10. Каналы связи, предназначенные для передачи информации, должны обеспечивать устойчивые соединения между устройствами различных уровней автоматизированных систем. Использование GSM связи допускается в качестве основного канала связи только в случаях отсутствия других каналов связи обеспечивающих устойчивое соединение при условии реализации защиты указанного канала.

14.2.4.11. На присоединениях трансформаторных ПС 6-10/0,4 кВ, зарегистрированных на ОРЭМ, при условии, что измеряемый ток на присоединении не превышает 60 А, а присоединяемая мощность – не более 25 кВт, допускается применять приборы учета электрической энергии прямого включения, то есть включенные в сеть без измерительных трансформаторов.

14.2.4.12. Приборы учета электроэнергии, применяемые в составе интеллектуальной системы учета, должны преимущественно выступать в качестве первичных преобразователей для систем технологического управления. При этом на подстанциях 10 кВ и ниже приборы учета должны иметь необходимые интерфейсы и функциональные характеристики для использования в составе указанных систем.

14.2.4.13. Интеллектуальная система учета электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе должна иметь возможность передачи данных в АСТУ с последующей интеграцией в АСУ ТП ПС в части получения из АСУ ТП положения состояния выключателей и разъединителей (при использовании данной информации для расчета учетных показателей), передачи в АСУ ТП информации о неисправности элементов системы учета (АРМ, УСПД, приборов учета электрической энергии, каналобразующей аппаратуры), иметь возможность интеграции с другими системами Общества.

14.2.4.14. Система должна обладать средствами защиты от несанкционированного изменения обрабатываемой информации и несанкционированного доступа на программном и аппаратном уровне.

14.2.4.15. Эксплуатационная документация на устройства системы и все оборудование, в том числе меню, надписи и выводимые сообщения на приборах учета и УСПД должны быть на русском языке (в том числе конфигурирование, настройки и оповещения), исключение могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее.

14.2.4.16. Защита технических средств системы от воздействия внешних электрических и магнитных полей, а также помех по цепям питания должна быть достаточной для эффективного выполнения техническими средствами своего назначения при функционировании системы.

14.2.4.17. Технические и функциональные требования приведены:

- В целом к интеллектуальной системе учета электроэнергии в стандарте ПАО «Россети» СТО 34.01-5.1-002-2014 «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети»;

- К программному обеспечению ИВК в стандарте организации ПАО «Россети» СТО 34.01-5.1-001-2014 «Программное обеспечение информационно-вычислительного комплекса системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных. Типовые функциональные требования».

- К эксплуатации и техническому обслуживанию систем учета электроэнергии в стандарте организации ПАО «Россети» СТО 34.01-5.1-004-2015 «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого и технического учета

электроэнергии и системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных. Организация эксплуатации и технического обслуживания».

14.2.4.18. Классы точности и характеристики компонентов ИИК

Объект измерений	Классы точности, не ниже (не хуже), для:	
	Прибор учета	
	учет активной энергии	учет реактивной энергии
<u>Объекты сетевых предприятий</u>		
ЛЭП 110 кВ и выше	0,2S	0,5 (1,0)
ЛЭП и вводы 35 кВ	0,5S 0,2S* (предпочтительно)	1,0 0,5* (предпочтительно)
ЛЭП и вводы 6 - 10 кВ с присоединенной мощностью 5 МВт и более	0,5S	1,0
Отходящие линии и ввода 0,4 кВ	0,5	1,0
<u>Объекты потребителей электрической энергии</u>		
Потребители мощностью 100 МВт и более	0,2S*	0,5 (1,0)
Потребители мощностью ≥ 670 кВт (до 100 МВт)	0,5S	1,0
Потребители мощностью < 670 кВт при присоединении:		
– к сетям 110 кВ и выше	0,5S	1,0
– к сетям 6 – 35 кВ	0,5S*	1,0
– к сетям 0,4 (0,2) кВ	1,0*	2,0
* - при новом строительстве или модернизации.		

14.3. Автоматизированные системы оперативно-технологического и ситуационного управления

14.3.1. В соответствии с общими принципами развития оперативно-технологического управления, изложенными в разделе 21 настоящего положения, центры управления сетями и диспетчерские пункты всех уровней иерархии ОТУ должны быть оснащены автоматизированными системами оперативно-технологического и ситуационного управления (АСОТСУ).

14.3.2. В состав программно-технических комплексов (ПТК) АСОТСУ должны входить:

- система сбора и передачи информации (ССПИ);
- система ведения базы данных;
- оперативно-информационный управляющий комплекс (ОИУК);
- система планирования и анализа режимов электрической сети;
- подсистема защиты информации (включая встроенные средства защиты информации).

- ПТК АСОТСУ должен обеспечивать:

- получение от устройств уровня процесса (в соответствии со SGAM) контролируемых электротетевых объектов оперативной

технологической информации (ОТИ) и ее первичную обработку, обмен ОТИ с АСОТСУ смежных ДП (ЦУС), смежными подсистемами АСТУ (АСКУЭ, РЗА и др.), АСДУ АО «СО ЕЭС» и другими автоматизированными системами смежных субъектов электроэнергетики;

- архивирование и хранение принятых данных;
- передачу команд телеуправления и телерегулирования на контролируемые объекты электрической сети;
- ведение базы данных, содержащей информационную модель контролируемой электрической сети, нормативно-справочную и другую необходимую информацию неоперативного характера;
- оперативный контроль технологического режима объектов электрической сети;
- обмен неоперативной технологической и служебной информацией со смежными подсистемами АСТУ и другими автоматизированными системами;
- управление событиями;
- ведение в электронном виде оперативного журнала и другой оперативной документации, формирование отчетов;
- моделирование и анализ технологических режимов электрической сети;
- взаимодействие с оперативным и другим персоналом посредством АРМ и систем коллективного отображения.

14.3.3. Техническая политика в части АСОТСУ направлена на повышение уровня автоматизации и совершенствование процессов:

- управления переключениями;
- управления передачей, преобразованием и распределением мощности;
- управления ликвидацией технологических нарушений;
- обучения оперативного персонала, достигаемые путем:
 - развития ССПИ с целью получения необходимой для решения задач ОТУ информации о технологическом режиме контролируемой сети. Количество телеинформации, поступающей в ОИК, должно обеспечивать наблюдаемость в реальном времени установившегося режима контролируемой электрической сети.
 - архитектура ССПИ должна соответствовать «Целевой модели прохождения команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между ДЦ и ЦУС сетевых организаций, подстанциями», утвержденной АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС». Повышение полноты и качества информации о режиме при этом должно обеспечиваться использованием данных систем учета электроэнергии, РЗА и других систем технологического управления;
 - формирования и поддержания в актуальном состоянии адекватной единой распределенной информационной модели электрической сети сетевой компании на основе стандартов МЭК 61968 и МЭК 61970 и согласованной с ними единой системы классификации и кодирования в объеме, необходимом для решения задач ОТУ;
 - интеграции отдельных АСОТСУ между собой, с другими подсистемами АСТУ и смежными автоматизированными системами с образованием единой распределенной АСТУ электросетевой компании на основе использования единой распределенной информационной модели электрической сети, обмена оперативной и неоперативной технологической и нормативно-справочной информацией и

совместного использования централизованных аппаратных и программных ресурсов;

- совершенствования методов и алгоритмов, внедрения и развития программных комплексов, обеспечивающих решение расчетно-аналитических задач ОТУ.

14.3.4. ПТК АСОТСУ должен обеспечивать автоматическое и/или автоматизированное выполнение функций:

14.3.4.1 В части ССПИ:

- обмен технологической информацией между объектами электросетевого хозяйства электросетевой компании и диспетчерскими центрами АО «СО ЕЭС»;
- периодические и спорадические по инициативе передающих устройств и по запросу оператора сбор и передача в ОИУК заданного набора данных от устройств телемеханики и АСУ ТП контролируемых объектов электрической сети, обмен ОТИ с ПТК АСОТСУ смежных ДП (ЦУС), смежных подсистем АСТУ (АСКУЭ, РЗА и др.), автоматизированных систем других субъектов электроэнергетики с использованием протоколов МЭК-60870-5-101/104;

14.3.4.2. В части ОИК:

- прием, обработка и хранение оперативных данных от ССПИ и смежных АС с использованием протокола МЭК-60870-5-101/104, IEC 60870-6-503 (TASE.2 IEC);
- контроль достоверности телеизмерений и телесигналов, замещение недостоверных и восполнение недостающих значений данными из альтернативных источников;

- фильтрация и сглаживание телеизмерений;

- контроль нарушения технологических пределов;

- формирование статистических характеристик оперативных данных:

- экстремумов;

- статистических моментов;

- характеристик динамики изменения, выходов за пределы и др.

- мониторинг состояния ПО и вычислительной инфраструктуры ПТК АСОТСУ;

- «управление» событиями:

- формирование описания: логическая функция, способы оповещения и обработки;

- контроль, регистрация, оповещение, квитирование, архивирование.

14.3.4.3. В части управления переключениями:

- телеуправление коммутационными аппаратами;
- управление заявками на изменение эксплуатационного состояния или/и технологического режима работы объектов управления;

- формирование последовательностей операций при переключениях;

- программная блокировка ошибочных действий оперативного персонала;

- управление устройствами РЗА.

14.3.4.4. В части моделирования, анализа и оптимизации режимов электрической сети:

- автоматизированное формирование расчетных схем для моделирования и анализа установившихся и аварийных режимов электрической сети по текущим, ретроспективным и прогнозным данным об эксплуатационном состоянии оборудования, нагрузках, положении регуляторов напряжения и реактивной мощности;
- оценка состояния сети, диагностика достоверности информации;
- моделирование установившихся режимов топологический анализ технологического режима электрической сети;
- контроль загрузки оборудования и ЛЭП, напряжения в электрической сети;

- оптимизация схемы электрической сети;
- оптимизация режимов электрической сети;
- расчет и анализ потерь мощности в электрической сети;
- расчет ТКЗ;
- определение ограничений, связанных с изменением эксплуатационного состояния оборудования;
- определение мест повреждения ЛЭП;
- анализ работы защит;
- контроль электропотребления и управление нагрузкой;
- краткосрочное и среднесрочное прогнозирование нагрузки.

14.3.4.5. В части автоматизации управления ликвидацией технологических нарушений:

- выявление и локализация повреждений;
- формирование последовательности переключений для изоляции повреждения и восстановления электроснабжения после завершения восстановительных работ;
- планирование восстановительных работ;
- формирование и подача заявок на изменение эксплуатационного состояния или/и технологического режима работы объектов управления;
- управление восстановительными работами;
- управление восстановлением нормальной схемы электроснабжения.

14.3.4.6. Человеко-машинный интерфейс АСОТСУ должен обеспечивать:

- отображение схем электрической сети и её компонентов, формируемых по текущим и/или ретроспективным данным телеметрии, данным ручного ввода, результатам решения расчетно-аналитических задач;
- отображение информации в табличной форме, с использованием графиков, диаграмм;
- представление данных телеметрии, сведений об эксплуатационном состоянии оборудования, паспортных данных, диспетчерских пометок, результатов решения расчетно-аналитических задач и другой оперативной и неоперативной технологической информации на схеме электрической сети с привязкой к изображению объектов, на географическом фоне в соответствии с координатной привязкой характеризуемых объектов электрической сети;
- управление отображением, включая масштабирование, изменение степени детализации изображения объектов, визуализацию/ сокрытие и изменение очередности вывода информации различных видов;
- автоматизированное ведение оперативной документации;
- ведение журналов событий и действий диспетчера, формирование отчетов.

14.3.4.7. Для обеспечения подготовки оперативного персонала ПТК в состав ПТК АСОТСУ должны входить:

- «тренажер оперативных переключений»;
- режимный тренажер.

14.3.4.8. В состав ПТК должны входить программные средства, обеспечивающие подготовку отображения с возможностью формирования графических элементов произвольного вида, компоновки форм отображения, настройки представления данных, ведения объектной модели электрической сети, управления архивированием, администрирования комплекса.

14.3.4.9. Должны быть реализованы меры по защите от ошибок при вводе и обработке информации.

14.3.4.10. В отношении безопасности функционирования ПТК должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 61508-1.

14.3.4.11. В состав ПТК должно входить АРМ инженера, обеспечивающее управление настройками комплекса, наблюдение за процессом его функционирования, диагностику компонентов.

14.3.4.12. Должны быть предусмотрены средства обнаружения и/или устранения сбоев, нарушающих целостность программных средств и данных, оповещения пользователей, защиты основных компонентов ПО и данных от случайных или непреднамеренных изменений, которые могут быть вызваны непредсказуемыми физическими воздействиями, действиями пользователя;

14.3.4.13. Система обеспечения информационной безопасности должна соответствовать требованиям раздела «Информационная безопасность» и обеспечивать (включая, но не ограничиваясь):

- идентификацию, аутентификацию и авторизацию пользователей;
- регистрацию:
 - входа (выхода) пользователей в систему (из системы);
 - запуска (завершения) программ и процессов;
 - попыток несанкционированного доступа к ПО и информации.

14.3.4.14. Повышение эффективности управления режимами и ликвидацией технологических нарушений должно обеспечиваться за счет интеграции с геоинформационной системой, системами позиционирования мобильных объектов, учета материальных ресурсов, информационной адресной системой на основе Федеральной информационной адресной системы (ФИАС), системами регистрации обращений потребителей и другими АС, обеспечивающей соответственно:

- представление технологической информации на картографической основе в соответствии с координатной привязкой объектов электрической сети, включая параметры технологического режима, паспортные данные оборудования, сведения о местонахождении автотранспорта и спецтехники мобильных бригад, информацию об их статусе, наличии оборудования и материалов;

- локализацию повреждений на основе совмещения оперативно-технологической информации, сообщений персонала сетевой компании и потребителей.

14.3.4.15. ПТК АСОТСУ отдельных ЦУС и ДП и реализация их интеграции со смежными АСОТСУ, АСТУ и АС должны обеспечивать технико-экономически обоснованный уровень надежности выполнения отдельных функций ОТУ.

14.3.4.16. В отношении ОИК должны выполняться требования, установленные в СО 153-34.20.501-2003 для ОИК АСДУ.

14.3.4.17. В части, реализующей критичные ко времени выполнения функции, ПО АСОТСУ должно обеспечивать их выполнение в течение нормированного временного интервала.

14.3.4.18. Не допускается виртуализация серверов ПТК АСОТСУ, если только в документации на ПО не содержатся сведения о возможности ее применения.

14.3.4.19. Не допускается применение WEB-технологий для подключения стационарных АРМ оперативного персонала к серверной части ПТК АСОТСУ.

14.3.4.20. Работоспособность прикладного программного обеспечения АСОТСУ не должна нарушаться вследствие следующих нештатных ситуаций:

- сбоев питания, приводящих к перезагрузке ОС;
- ошибок в работе аппаратных средств (кроме носителей данных и программ);
- сбоев в работе общего программного обеспечения (ОС и драйверов устройств). После их ликвидации функционирование прикладного ПО АСОТСУ должно возобновляться автоматически или действиями персонала.

14.3.4.21. АРМ в составе ПТК АСОТСУ должны соответствовать СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

14.3.4.22. В качестве систем отображения информации коллективного пользования в ЦУС следует использовать видеостены на основе проекционных видеокубов или

жидкокристаллических мониторов, обеспечивающих, как правило, бесшовное изображение. Система управления видеостеной должна поддерживать полноэкранный, зональный и многооконный режимы отображения.

14.3.4.23. В ПЭС и РЭС разрешается использовать видеостены на основе ЖК-мониторов и видеокубов, мозаичные диспетчерские щиты (ДЩ) и их комбинации. В РЭС допускается применять упрощенные ДЩ со статическими пассивными мнемосхемами с возможностью ручной установки динамических элементов для отображения положения коммутационных аппаратов и нанесения диспетчерских пометок, а также использовать вместо ДЩ полиэкранные АРМ с ЖК - мониторами высокого или сверхвысокого разрешения.

14.4. Системы автоматизации подстанций

Системы автоматизации подстанций (в дальнейшем будет использоваться аббревиатура САС²) основываются на применении микропроцессорной техники. В результате применения микропроцессоров произошла эволюция вторичного оборудования подстанции – от электромеханических устройств к цифровым. В свою очередь это обеспечило возможность реализации требуемых функций САС (защита, локальный и дистанционный мониторинг/управление и т. д.) с помощью интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ, ИЕД). В связи с этим появилась потребность в обеспечении эффективного взаимодействия между ИЭУ путем замены ранее использовавшихся разнообразных протоколов связи, разработанных разными производителями, на стандартные протоколы.

Положение в области САС направлена на внедрение решений, дающих возможность совместной работы ИЭУ разных производителей, обеспечивая обмен данными и командами. Применение стандарта МЭК 61850 создает условия для обеспечения возможности заменить устройство одного производителя на устройство другого, не производя изменений в других элементах системы.

При проектировании САС должны использоваться: функциональная декомпозиция, описание потоков данных и информационное моделирование.

Функциональная декомпозиция должна устанавливать логические взаимоотношения между компонентами распределенной функции в терминах логических узлов, с помощью которых описываются функции, подфункции и функциональные интерфейсы. Описание потоков данных должно содержать определение интерфейсов связи, которые должны поддерживать обмен информацией между функциональными компонентами, а также удовлетворять функциональным требованиям.

Информационное моделирование должно определять абстрактный синтаксис и семантику передаваемой информации, и представлено в терминах классов и типов объектов данных, атрибутов, методов абстрактных объектов (сервисов) и их взаимоотношений.

14.4.1. Общие требования к построению систем автоматизации подстанций

14.4.1.1. Система автоматизации подстанции (САС), как один из видов автоматизированных систем, состоит из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, реализующая информационную технологию выполнения установленных функций (согласно ГОСТ 34.003-90).

14.4.1.2. Целью создания САС является повышение эффективности технологического управления ПС, направленного на:

- обеспечение требуемого уровня надежности электрических сетей;
- обеспечение безопасности электрических сетей;

² Для совместимости с англоязычным термином Substation automation system (SAS)» из МЭК 61850.

- повышение эффективности процессов передачи, преобразования и распределения электроэнергии;
- повышение эффективности инвестиций - снижение удельных капитальных затрат на развитие сетей;
- обеспечение информацией об электрической сети и режиме ее работы иных автоматизированных систем компании и смежных субъектов электроэнергетики.

14.4.1.3. САС должна обеспечивать автоматизированное управление всеми технологическими процессами ПС, в том числе:

- мониторинг и управление режимом работы электрической сети, информационный обмен с ЦУС и ДЦ АО «СО ЕЭС»;
- автоматическое отключение поврежденных элементов электрической сети и/или сигнализацию о возникновении повреждений;
- обнаружение опасных, ненормальных режимов работы элементов электрической сети с действием на сигнал или на отключение;
- учет электрической энергии и мощности, управление электропотреблением;
- контроль качества электрической энергии;
- мониторинг состояния и диагностику основного оборудования;
- вспомогательными процессами: водоснабжения, канализации, отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха или обеспечения безопасности.

14.4.1.4. В общем случае³ САС может состоять из следующих подсистем:

14.4.1.4.1. Основная подсистема (АСУ ТП ПС).САС

14.4.1.4.2. Обособленные подсистемы:

- РЗА;
- подсистема регистрации аварийных сигналов и событий;
- подсистемы автоматизированного управления установками (УШР, АСК, СТК, и т.п.);
- подсистема определения места повреждения ЛЭП (ОМП);
- подсистема информационной безопасности;
- АСУЭ;
- подсистема управления КЭ;
- подсистема мониторинга и диагностики оборудования;
- подсистема контроля гололёдной нагрузки;
- комплекс систем управления вспомогательными процессами.

14.4.1.5. Выполнение основных функций устройств и комплексов РЗА должно быть обеспечено независимо от эксплуатационного состояния остальных подсистем САС.

14.4.2. Основная подсистема САС

14.4.2.1. В настоящем разделе представлены требования к основной подсистеме САС (АСУ ТП) и организации её взаимодействия с обособленными подсистемами. Положение в отношении иных вопросов построения и эксплуатации обособленных подсистем САС определена в соответствующих разделах: «Релейная защита и автоматика», «АСУЭ», «Мониторинг и диагностика оборудования», «Контроль качества электроэнергии», «Информационная безопасность».

14.4.2.2. В состав технических средств подсистемы входят:

- серверы и контроллеры (программно-аппаратные средства);
- АРМ (программно-аппаратные средства);
- оборудование сети связи (в том числе локальная вычислительная сеть) ПС;
- средства коллективного отображения информации (создание систем коллективного отображения на ПС допускается в исключительных случаях);

³ Состав подсистем для каждой ПС определяется при проектировании.

- многофункциональные измерительные преобразователи;
- средства системы обеспечения единого времени ПС.

14.4.2.3. Основная подсистема САС должна обеспечивать выполнение следующих функций:

14.4.2.3.1 Технологические:

- измерение, сбор значений аналоговых и дискретных параметров технологического режима ПС;
- регистрация технологической информации (значений параметров, событий и пр.);
- информационное взаимодействие со смежными автоматизированными системами (в т.ч. с АСОТСУ ЦУС ДЗО, АСДУ АО «СО ЕЭС»);
- человеко-машинный интерфейс:
 - интерфейс для управления оборудованием ПС;
 - визуальная и звуковая сигнализация о событиях;
 - отображение:
 - результатов определения места повреждения на ВЛ (ОМП);
 - результатов диагностики оборудования;
 - информации о действии устройств РЗА;
 - информации о действии охранной и пожарной сигнализации;
 - результатов мониторинга подсистем САС;
 - представление текущей и ретроспективной информации оперативному персоналу (мнемосхемы, информация о событиях, отчёты, графики);
- ведение схемы ПС;
- контроль параметров – определение факта выхода за предупредительные или аварийные пределы с формированием соответствующего события;
- дистанционное управление оборудованием ПС: коммутационными аппаратами (выключатели, разъединители, заземляющие ножи), приводами РПН, технологическим оборудованием (насосами, задвижками и др.), в том числе:
 - автоматизированное управление по типовым бланкам переключений;
 - программные блокировки управления коммутационной аппаратурой (оперативная логическая блокировка);
- мониторинг первичного оборудования, учет его ресурса;
- мониторинг состояния и управление режимом функционирования обособленных подсистем, включая, но не ограничиваясь:
 - РЗА - переключение групп параметров (уставок) устройств, отключение-включение отдельных функций;
 - локальных систем автоматического управления;
- ведение оперативной документации.

14.4.2.3.2. Общесистемные:

- обеспечение внутрисистемных коммуникаций;
- мониторинг состояния программных и аппаратных компонентов ПТК, (включая обособленные подсистемы), каналов связи;
- синхронизация компонентов ПТК;
- архивирование и хранение информации, регистрируемой системой;
- ведение информационной модели ПС и прилегающей сети;
- предоставление отчётов заданной формы (рапортов, ведомостей, протоколов и т.п.);
- защита информации;
- конфигурирование и параметрирование компонентов ПТК.

14.4.3. Архитектура ПТК САС

14.4.3.1. ПТК САС включает следующие уровни.

- Полевой уровень или нижний уровень – включает оборудование, предназначенное для преобразования и непосредственного измерения физических величин, а также для сопряжения с объектами управления (датчики, микропроцессорные измерительные преобразователи, счетчики электрической энергии, контроллеры выключателей и другое аналогичное оборудование).

- Уровень присоединения⁴ – оборудование и ПО, предназначенное для концентрации и унификации разнородных информационных потоков с нижнего уровня и обособленные подсистем САС, их обработки и взаимодействия с вышестоящими уровнями автоматизации.

- Уровень объекта электроэнергетики (ПС) или верхний уровень – оборудование и ПО, предназначенное для обработки и хранения информации, а также организации автоматизированных рабочих мест персонала ПС.

14.4.3.2. Каналообразующее оборудование сети связи между объектами (ПС-ПС, ПС-ЦУС, ПС-ДЦ и т.п.) в ПТК САС не входит. Границей ПТК САС является интерфейс каналообразующего оборудования – порт подключения к сети связи между объектами. В случае применения комбинированного оборудования САС, включающего каналообразующие модули, границей является внешний интерфейс каналообразующего модуля. Вопросы построения сетей связи между объектами рассмотрены в разделе «Сети связи».

14.4.3.3. В ряде случаев, например, для ПС не имеющей постоянного оперативного персонала, верхний уровень ПТК САС может не организовываться. В таких случаях роль верхнего уровня ПТК САС играет вышестоящий пункт управления (ЦУС).

14.4.3.4. Допускаются следующие основные варианты архитектуры САС:

- МЭК 61850 (Рисунок 2. Архитектура МЭК 61850);
- централизованная (Рисунок 3. Централизованная упрощенная архитектура)– интеграция всех автоматизированных подсистем на ПС;
- комбинированная – в части оперативной информации выполняется объединение подсистем, в части неоперативной информации все подсистемы изолированы друг от друга на уровне ПС. В случае отсутствия серверов САС, основная подсистема САС является устройством телемеханики контролируемого пункта (УТМ КП).

⁴ Уровень специфичен для IEC 61850, в референсной архитектуре SGAM не используется. Оборудование данного уровня может относиться к полемому уровню или уровню объекта электроэнергетики референсной архитектуры SGAM.

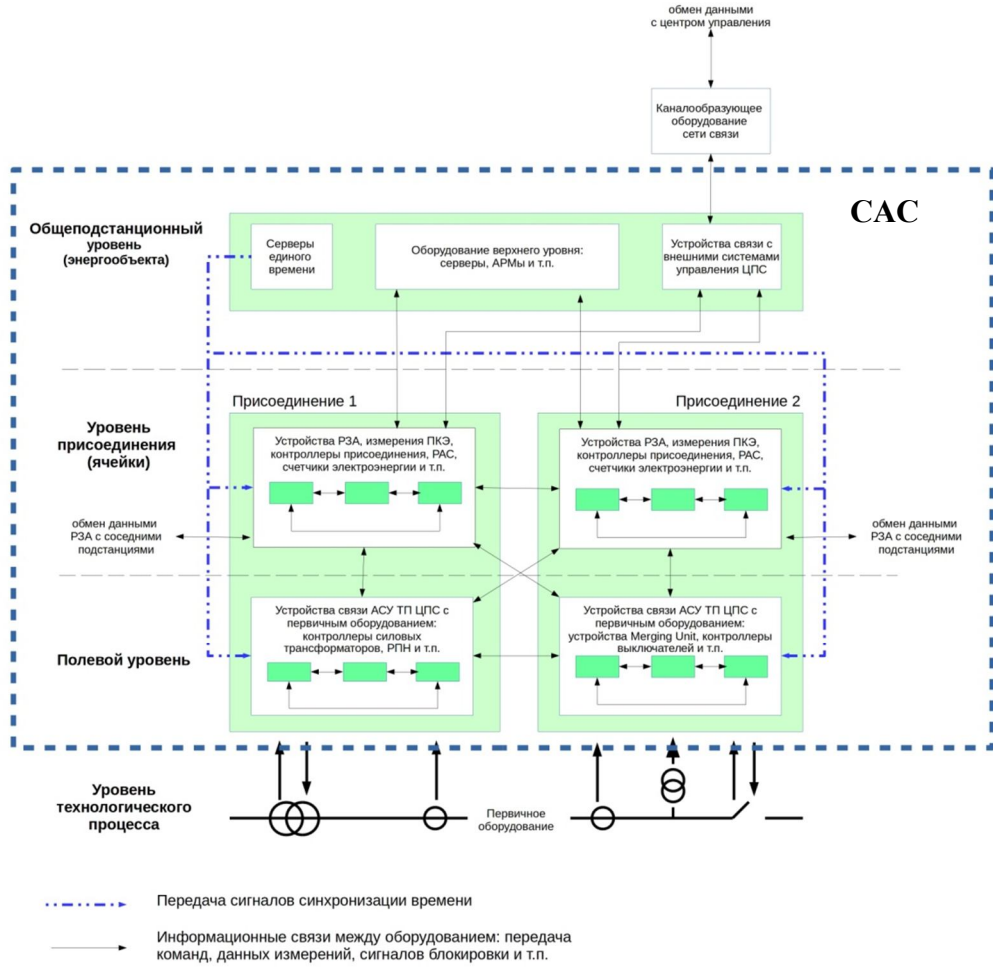


Рисунок 2. Архитектура МЭК 61850

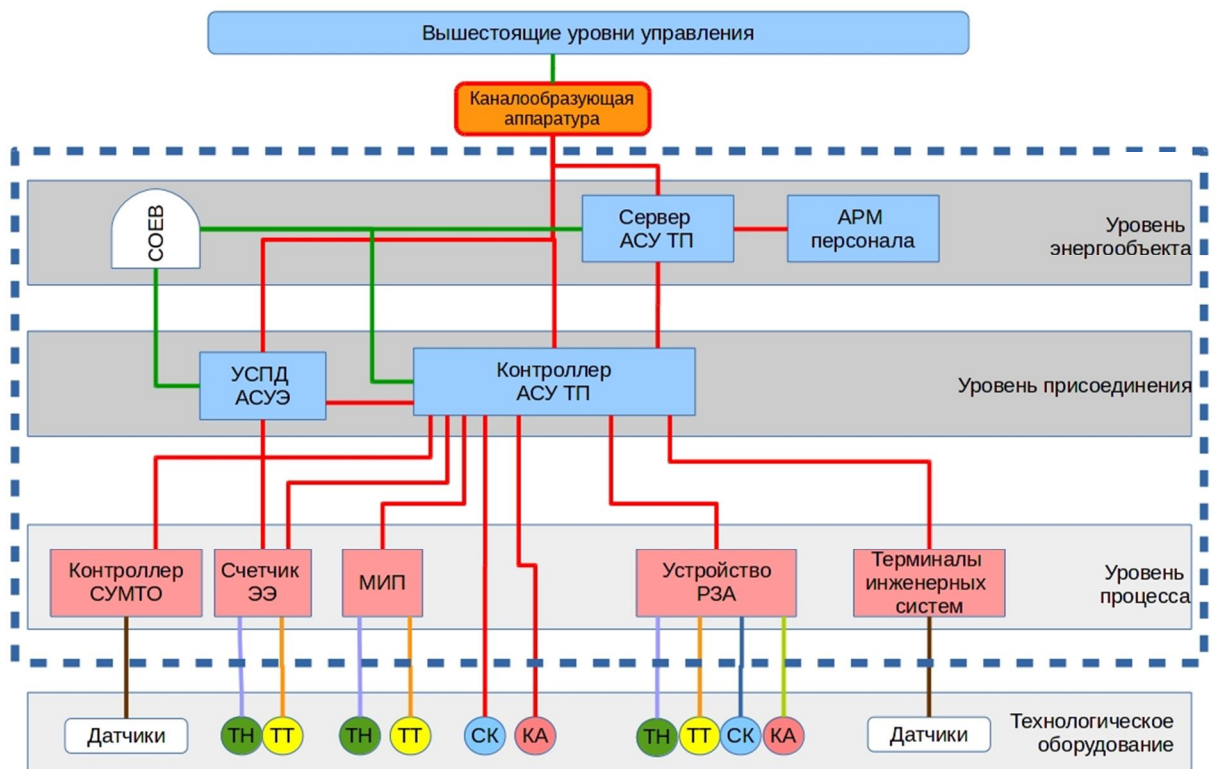


Рисунок 3. Централизованная архитектура

14.4.3.5. Выбор архитектуры ПТК САС определяется и обосновывается при проектировании.

14.4.3.6. При новом строительстве и комплексной реконструкции объектов рекомендуется:

- для подстанций магистральных сетей – архитектура МЭК 61850;
- для подстанций распределительных сетей – централизованная архитектура.

14.4.3.7. Принципы, которым должна соответствовать ПТК САС:

- открытая масштабируемая архитектура;
- применение стандартных, открытых протоколов информационного обмена;
- модульность технических и программных средств;
- стандартизация человеко-машинного интерфейса устройств;
- обеспечение единства и точности измерений;
- обеспечение информационной безопасности.

14.4.3.8. САС должна строиться с учетом следующих требований:

- режим функционирования САС — непрерывный;
- предоставление необходимой и достаточной информации для различных категорий персонала (оперативного персонала, персонала служб АСУ ТП, РЗА, АСУЭ и др.), обеспечивая, при необходимости, фильтрацию информации;
- обеспечение надежного электропитания САС;
- метрологическое обеспечение САС должно соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение»;
- информационная безопасность САС должна организовываться в соответствии с положениям раздела «Информационная безопасность».

14.4.3.9. Для ПС 110 кВ и ниже должны применяться упрощенные САС, для которых:

- в случае ПС без постоянного оперативного персонала — не рекомендуется создание верхнего уровня (серверы, стационарные АРМы);
- аппаратное резервирование контроллеров выполняется только в случае его обоснования;
- архитектура МЭК 61850 должны применяться только в случае технико-экономического обоснования.

14.4.4. Перспективные направления развития САС

14.4.4.1. Оптимизация состава технических средств САС за счет возложения ряда функций обособленных подсистем на основную при сохранении требований к живучести, надежности и времени выполнения данных функций.

14.4.4.2. Развитие аналитических и экспертных функций САС, позволяющих оказать поддержку персоналу при принятии решений в нестандартных ситуациях.

14.4.4.3. Внедрение функций диагностики подсистем САС (в том числе средств измерений, РЗА) на основе сравнения данных, получаемых от ее различных подсистем, а также от автоматизированных систем смежных объектов электроэнергетики.

14.4.4.4. Развитие функций автоматического управления.

14.4.4.5. Внедрение методологии системного проектирования САС, основанной на МЭК 61850 (даже в случае применения устройств, не поддерживающих протоколы МЭК 61850) с применением САПР.

14.4.4.6. В дальнейшем планируется, что САС должны стать техническими центрами, на базе которых должны строиться интеллектуальные сети.

15. Метрологическое обеспечение

15.1. Общие положения

15.1.1. Целью метрологического обеспечения производства является обеспечение единства и требуемой точности измерений во всех производственных процессах при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии (контроль режимов и параметров сети, КЭ, учет энергоресурсов, мониторинг и диагностика состояния оборудования и т.д.) в соответствии с действующими нормативными правовыми актами Российской Федерации.

15.1.2. Метрологическое обеспечение производства осуществляется на всех этапах жизненного цикла объектов ЭСК (проектирование, ввод в эксплуатацию, постоянная эксплуатация).

15.1.3. Приоритетными направлениями технической политики в области метрологического обеспечения являются:

- приведение отраслевой нормативной документации и стандартов организации в области метрологического обеспечения в соответствие требованиям законодательства Российской Федерации и изменившейся структуре отрасли;
- внедрение современных методов и СИ, автоматизированного контрольно-измерительного оборудования, оснащения метрологических лабораторий современными установками для калибровки/поверки СИ и эталонными средствами, необходимой вычислительной техникой, транспортными средствами;
- внедрение новейших СИ, основанных на инновационных технологиях и методах измерений, обеспечивающих требуемую точность измерений в широком диапазоне изменения параметров, стабильность метрологических характеристик в течение всего срока службы, увеличенный интервал периодического метрологического контроля;
- подтверждение технической компетентности метрологических подразделений всех уровней подчинения, выполняющих работы по калибровке СИ в системе калибровки Общества, а так же, в случае установления экономической целесообразности, их аккредитация в области обеспечения единства измерений на право выполнения работ по поверке (калибровке) СИ;
- внедрение автоматизированных систем учета СИ, планирования и контроля их метрологического обслуживания, переход на электронные паспорта по средствам измерений в электросетевом комплексе.

15.2. Требования к измерениям

15.2.1. Измерения должны выполняться в соответствии с нормами точности измерения конкретного измеряемого параметра.

15.2.2. Нормы точности измерений могут устанавливаться:

- государственными и отраслевыми нормативными документами;
- стандартам или ОРД Общества. В случае, если ни одним из вышеуказанных документов нормы точности измерений не установлены, временно допускается установление недостающих норм точности стандартами или ОРД ДЗО.

15.2.3. Измерения (за исключением прямых измерений) должны выполняться по аттестованным в установленном порядке методикам (методам) измерений.

15.3. Требования к единицам величин

15.3.1. Единицы величин необходимо применять в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 и «Положением о единицах величин, допускаемых к применению в Российской

Федерации», утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 31 октября 2009 г. N 879.

15.4. Требования к методикам (методам) измерений

15.4.1. МИ, применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны удовлетворять следующим требованиям:

- разработаны в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009;
- аттестованы в установленном в области обеспечения единства измерений порядке и зарегистрированы в Федеральном реестре МИ (Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) или введены в действие как государственный стандарт;

- введены в действие одним из способов: как государственный, отраслевой стандарт или стандарт организации, ОРД Общества.

15.4.2. В случае, если МИ не введена ни одним из вышеперечисленных способов, допускается временное введение ее как стандарта или ОРД ДЗО.

15.4.3. МИ, применяемые вне сферы государственного регулирования, должны удовлетворять следующим требованиям:

- разработаны в соответствии с методическими указаниями ГОСТ Р 8.563-2009;
- введены в действие как государственный, отраслевой стандарт или стандарт организации, ОРД Общества.

15.4.4. В случае, если МИ не введена ни одним из вышеперечисленных способов, допускается временное введение ее как стандарта или ОРД ДЗО.

15.5. Требования к средствам измерений

15.5.1. СИ, установленные в зданиях и сооружениях, РУ всех уровней напряжения, на борудовании (в том числе, в составе технических комплексов), применяемые для диагностики и мониторинга технологических параметров оборудования и сети, входящие в состав ИИС, должны соответствовать требованиям настоящего раздела.

15.5.2. СИ должны быть утвержденного типа (зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений);

15.5.3. СИ должны быть поверены (откалиброваны) в установленном порядке и иметь действующее свидетельство (сертификат) и/или знак о поверке/калибровки, для СИ, применяемых для контроля технических параметров, точность измерения которых не нормируется должен быть проведен контроль исправности, выполнена запись в эксплуатационных документах на СИ;

15.5.4. Все вновь закупаемые СИ должны быть поверены при выпуске из производства и иметь действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте СИ).

17.5.5. Конструктивное исполнение СИ должно позволять проводить в процессе всего срока их эксплуатации поверку и калибровку.

17.5.6. Как правило, должна быть обеспечена возможность поверки или калибровки СИ в регионе его эксплуатации.

17.5.7. СИ, входящие в состав технических устройств и являющиеся их неотъемлемой частью должны иметь возможность поверки/калибровки на месте эксплуатации без демонтажа или иметь межповерочный интервал, равный сроку службы оборудования, на котором оно установлено.

15.6. Требования к информационно-измерительным системам

15.6.1. ИИС (включая компоненты) должны быть метрологически обеспечены на всех этапах жизненного цикла в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596-2002, действующими стандартами и ОРД Общества;

15.6.2. Типовые ПТК, используемые для создания ИИС, применяемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны быть утвержденного типа (зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений – Сведения об утвержденных типах СИ).

15.7. Требования к стандартным образцам

15.7.1. Стандартные образцы, применяемые при измерениях должны:

- иметь сертификат об утверждении типа стандартного образца;
- быть годными к применению (иметь не истекший срок годности);
- применяться в соответствии с требованиями МИ и нормативных документов на условия его эксплуатации.

15.7.2. Не допускается к применению для измерений:

- технические устройства, не являющиеся СИ;
- СИ, МИ, единицы величин, измерения не соответствующие требованиям Положения.

15.7.3. Мероприятия по совершенствованию парка СИ, имеющих сверхнормативный износ, реализуемые в рамках программы модернизации СИ по следующим направлениям:

- полная модернизация СИ в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;
- модернизация СИ, используемых для мониторинга технологических параметров оборудования и сети.

15.7.4. Приоритетом является замена изношенных СИ на многофункциональные СИ нового поколения (цифровые, имеющие возможность передачи сигнала на расстояние) с увеличенным межповерочным /межкалибровочным/ интервалом.

16. Мониторинг и управление качеством электроэнергии

16.1. Мониторинг и управление качеством электроэнергии в ЕНЭС

16.1.1. Положение в области управления КЭ в электрических сетях ориентировано на:

- обеспечение потребителей электрической энергией, качество которой соответствует установленным требованиям;
- повышение общей надежности электроснабжения потребителей;
- снижение повреждения оборудования потребителей и электрических сетей, обусловленного отклонением ПКЭ;
- снижение уровня технологических потерь электроэнергии.

16.1.2. Управление КЭ направлено на повышение качества электроснабжения потребителей, снижение количества повреждений оборудования у потребителей и в электрических сетях, а также минимизацию ущерба потребителей вследствие низкого КЭ, не соответствующего установленным требованиям. Для управления КЭ в электрической сети необходимо:

- сформировать информационную базу о состоянии КЭ в ЕНЭС;
- создать ПТК для автоматизированного формирования отчетности о КЭ в ЕНЭС, а также для автоматизированного анализа КЭ в сети в целях определения

возможных причин пониженного КЭ в сети и разработки мероприятий по его поддержанию в требуемых пределах;

- определить принципы взаимодействия субъектов электроэнергетики, направленные на поддержание КЭ в установленных пределах;
- разработать и ввести в действие комплект стандартов, направленных на поддержание КЭ в электрических сетях в установленных пределах;
- разработать и ввести в действие нормативные правовые акты, обеспечивающие механизмы взаимодействия между субъектами рынка электроэнергии для поддержания КЭ в электрических сетях в установленных пределах, в том числе с учетом разграничения степени влияния и ответственности, в том числе и финансовой, субъектов рынка за влияние на ПКЭ;
- определить договорные обязательства в части КЭ между ПАО «ФСК ЕЭС» и субъектами рынка, чьи энергопринимающие устройства присоединены к электрическим сетям ЕНЭС;
- разработать рекомендации по расчетам и ведению режима сети для поддержания КЭ, соответствующего установленным требованиям;
- сформировать и регламентировать в ПАО «ФСК ЕЭС» бизнес-процессы по управлению КЭ в электрических сетях, формирующие целостную систему управления КЭ в ПАО «ФСК ЕЭС».

16.1.3. Для выполнения перечисленных задач необходимо создание СМиУКЭ, которая обеспечит:

- информационную поддержку и взаимодействие с потребителями услуги по передаче электрической энергии, в том числе при урегулировании вопросов по КЭ, в рамках договоров оказания услуг по передаче электроэнергии;
- автоматизированный контроль нормируемых ПКЭ в электрических сетях различных классов напряжения на соответствие требованиям нормативных правовых актов, стандартов, договоров оказания услуги по передаче электроэнергии, а также дополнительных ПКЭ;
- информационную поддержку персонала ПАО «ФСК ЕЭС» при анализе КЭ и разработке мероприятий по поддержанию требуемых уровней ПКЭ в электрических сетях.

16.1.4. Технологические функции СМиУКЭ:

- непрерывные измерения ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ в электрической сети различных классов напряжения, в том числе при осуществлении межгосударственных перетоков электрической мощности, посредством стационарных СИ ПКЭ, установленных на ПС электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС»;
- автоматический сбор, передачу с уровня ПС на уровень ИА ПАО «ФСК ЕЭС» и хранение результатов измерений ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ;
- обработка результатов измерений ПКЭ и автоматическое формирование стандартизированной отчетности о КЭ в сети;
- обеспечение автоматизированного анализа КЭ в сети в целях определения возможных причин и расположения источников пониженного КЭ в сети;
- визуализация текущих и архивных результатов измерений ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ;
- обеспечение информационного обмена с прочими ПТК ПАО «ФСК ЕЭС» (АСУ ТП ПС, АСТУ и пр.);

метрологическое обеспечение контроля КЭ.

16.1.5. СМиУКЭ должна строиться как иерархическая информационная система с учетом следующих требований:

- обеспечение наблюдаемости магистральной электрической сети на напряжениях 110 кВ и выше по ПКЭ, установленным стандартами, на основе специализированных СИ ПКЭ, устанавливаемых стационарно на ПС ПАО «ФСК ЕЭС»;

- обеспечение контроля КЭ на всех границах балансовой принадлежности ПАО «ФСК ЕЭС» с потребителями на основе применения многофункциональных измерительных систем;
- применение общепринятых стандартных протоколов информационного обмена при автоматическом контроле ПКЭ;
- возможность масштабирования системы путем интеграции в нее большого количества СИ ПКЭ;
- измерение полного набора ПКЭ, необходимого для определения возможных причин и расположения источников пониженного КЭ в сети;
- использование существующей информационной инфраструктуры ПАО «ФСК ЕЭС»;
- обеспечение справочной и нормативной информацией;
- создание метрологического обеспечения контроля КЭ.

16.1.6. При переходе к цифровой архитектуре ПС функции СМиУКЭ должны быть реализованы на новых технических средствах цифровой ПС.

16.2. Мониторинг и управление качеством электроэнергии в сетях распределительного сетевого комплекса

16.2.1. Положение в области контроля, мониторинга и управления КЭ в сетях распределительного сетевого комплекса направлено на:

- обеспечение потребителей электрической энергией, качество которой соответствует установленным требованиям;
- снижение повреждения оборудования потребителей и электрических сетей, обусловленного отклонением ПКЭ;
- снижение количества претензионных обращений (жалоб) потребителей на КЭ
- снижение уровня технологических потерь электроэнергии.

16.2.2. Управление КЭ направлено на:

- своевременное выявление и устранение причин передачи электрической энергии, качество которой не соответствует установленным требованиям;
- учет влияния ПКЭ на работу электрических сетей и электрооборудования смежных собственников.

16.2.3. Для реализации технической политики предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- организация непрерывного мониторинга КЭ в сетях;
- использование средств учета электрической энергии с сертифицированными функциями измерения ПКЭ;
- обеспечение КЭ, согласно установленным требованиям для потребителей и смежных сетевых организаций при развитии и расширении сети;
- доработка существующих стандартов, направленных на поддержание КЭ в электрических сетях в установленных пределах, с целью установления нормированных пределов ПКЭ для всех уровней напряжения распределительного сетевого комплекса;
- доработка нормативной правовой базы в части определения необходимых и достаточных требований для разграничения степени влияния и ответственности, в т.ч. и финансовой, субъектов электроэнергетики за влияние на ПКЭ;
- определение договорных обязательств в части КЭ между сетевыми компаниями и контрагентом.
- проведение контроля и мониторинга КЭ в сетях распределительного сетевого комплекса;
- проведение мероприятий по улучшению КЭ в сетях распределительного сетевого комплекса;

- установка компенсирующих устройств для улучшения показателей технико-экономической эффективности распределительных сетей на основе управления потоками реактивной мощности;

16.2.4. Для реализации непрерывного контроля КЭ техническая политика направлена на создание системы мониторинга и управления КЭ, которая позволит решить следующие задачи:

- оперативное принятие решений по реализации соответствующих планов направленных на устранение причин снижения КЭ или локализацию воздействия данных причин;

- обеспечения информационной поддержки при взаимодействии с потребителями на основе достоверных и легитимных результатов измерений;

- создание и ведение единой базы данных по КЭ.

16.2.5. Технологические функции системы мониторинга:

- непрерывные измерения нормируемых и дополнительных ПКЭ в электрической сети различных классов напряжения, посредством стационарных СИ ПКЭ, установленных на ПС распределительного сетевого комплекса;

- сбор и передача данных со всех уровней проведения измерений на уровень управления и хранение результатов измерений ПКЭ;

- обработка результатов измерений и автоматизированное формирование стандартизированной отчетности о КЭ в сети;

- обеспечение автоматизированного анализа КЭ в сети в целях определения возможных причин и расположения источников, влияющих на понижение КЭ в сети;

- визуализация текущих и архивных результатов измерений ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ, в том числе сигнализацию нарушений установленных пределов ПКЭ (договорных и др.);

- обеспечение автоматизированного информационного обмена со смежными собственниками электросетевого оборудования в части КЭ;

16.2.6. Система мониторинга и управления КЭ должна строиться с учетом следующих требований:

- измерение набора ПКЭ, необходимого для определения вероятного виновника или направления на источник нарушения ПКЭ,

- метрологическое обеспечение деятельности по контролю КЭ;

- возможность работы системы с постоянной или периодической передачей данных, а также возможностью работы оборудования в автономном режиме с достаточной глубиной хранения информации.

16.2.7. В рамках построения информационного ресурса в области КЭ в РСК необходимо вести базу данных системы мониторинга и управления КЭ, которая должна содержать:

- информацию о распределительных сетях, в т.ч. схемы распределительных сетей, параметры основного оборудования, а также характер и величину нагрузок потребителей;

- результаты сезонных расчетов потерь напряжения в распределительных сетях;

- результаты контроля и мониторинга КЭ;

- информацию о мероприятиях по обеспечению КЭ установленным требованиям в распределительных сетях с отражением графика их реализации.

16.2.8. При построении активно-адаптивной сети контроль КЭ и мониторинг должны быть обеспечены техническими средствами, реализующими эту сеть.

16.2.9. Для выполнения Положения в области КЭ должны разрабатываться и утверждаться программы конкретных мероприятий и обеспечиваться структурная поддержка реализации и эксплуатации необходимых систем.

17. Сети связи

17.1. Общие принципы развития сетей связи

17.1.1. Основные задачи, на решение которых направлена техническая политика в области развития сети связи:

- координация Обществом развития телекоммуникационной инфраструктуры ДЗО и их взаимодействие между собой;
- ускоренное перевооружение и модернизация;
- внедрение современных телекоммуникационных и информационных технологий и расширение спектра новых услуг
- построение единой системы управления сетевыми ресурсами;
- внедрение передовых технологий эксплуатации с использованием современных средств диагностики, мониторинга;
- совершенствование нормативно-технической базы и методического обеспечения.

17.1.2. Сеть связи ЭСК - это телекоммуникационная инфраструктура (программно-аппаратные средства и каналы связи), которая обеспечивает предоставление современных информационно-коммуникационных сервисов.

17.1.3. Сеть связи ЭСК включает в себя сеть связи магистрального ЭСК с доступом на объекты ЕНЭС и сети связи распределительных сетевых компаний. Ключевым принципом планирования сетей связи предприятий электросетевого комплекса является обеспечение взаимоувязки и синхронизации планов развития, а также взаимное использование сетевых ресурсов для обеспечения единого технологического процесса и повышения надежности сетей связи.

17.1.4. Сеть связи предназначена для передачи всех видов информации (голос, данные, видео) в целях обеспечения управления технологическими процессами при передаче и распределении электроэнергии, оперативно-диспетчерском управлении, производственной и административно-хозяйственной деятельности Общества.

17.1.5. Для исключения влияния административно-хозяйственной деятельности на управление технологическими процессами электроэнергетики в составе сети связи различают технологический и корпоративный сегменты, которые отделены друг от друга на физическом или логическом уровнях.

17.1.6. Технологический сегмент сети связи должен обеспечить современный набор услуг связи с заданными показателями качества обслуживания, включая уровень надежности, необходимый и достаточный для нормального функционирования следующих систем:

- оперативно-технологические системы (наиболее критичные к параметрам качества сети):
 - системы релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики;
 - подсистемы РАС и ОМП;
 - системы оперативно-диспетчерской и технологической голосовой связи;
 - автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления;
 - АСУ ТП ПС.
 - прочие технологические системы;
 - автоматизированные системы мониторинга и управления качеством электроэнергии (АСМиУКЭ)
 - АИИС КУЭ (оптовый рынок и розничный рынок электроэнергии, технический учёт);

- системы мониторинга и диагностики состояния оборудования;
- автоматизированной системы цифровой радиосвязи с мобильным ремонтным персоналом.

17.1.7. Технологический сегмент сети связи должен обеспечивать передачу следующих видов информации:

- телеизмерения, телесигнализация и команды телеуправления;
- речевая информация и данные для обеспечения управления персоналом на объектах электроэнергетики и бригадами;
- данные регистрации аварийных событий и процессов, определения места повреждения;
- данные учёта электроэнергии, конфигурирования и параметрирования АИИС КУЭ;
- сигналы и команды РЗ и ПА, данные конфигурирования и параметрирования УРЗА;
- показателей качества электроэнергии;
- данные межмашинного обмена систем технологического управления.

17.1.8. Корпоративный сегмент сети связи предназначен для обеспечения управленческой и административно-хозяйственной деятельности:

- управление финансово-хозяйственной деятельностью;
- управление техническим обслуживанием и ремонтами оборудования (паспортизация оборудования, данные диагностики, планирование обслуживания и ремонтов, контроль проведения обслуживания и ремонтов, формирование нарядов);
- учёт кадров и расчёт заработной платы;
- управление материально-техническим снабжением;
- учёта полезного отпуска, расчёта балансов и потерь электроэнергии;
- управление технологическими присоединениями;
- управление документооборотом и ведение электронного архива;
- средства корпоративных коммуникаций (охранное видеонаблюдение, видеоконференцсвязь, голос, текст).

17.1.9. Корпоративный сегмент сети связи должен обеспечивать передачу следующих видов информации:

- данные корпоративных информационных систем управления;
- данные систем видеоконференцсвязи и охранного видеонаблюдения;
- данные систем телефонной связи и других видов корпоративных коммуникаций.

17.1.10. При построении и развитии сети связи необходимо следовать следующим основным принципам:

- строительство сетей по технологии коммутации пакетов, при условии выполнения технических требований по организации обмена технологической информацией между объектами электросетевого хозяйства Общества;
- возможность выборочного изменения скорости передачи информации по упрощенной процедуре для конкретной подсистемы или сервиса, в зависимости от текущих потребностей;
- масштабируемость сети - возможность расширения сети без изменения основополагающих технических принципов её построения и полной замены каналобразующего оборудования;
- разделение технологических и корпоративных сегментов сети связи на физическом или логическом уровнях;
- обеспечение приоритизации критичных к задержкам типов данных за счет внедрения механизмов по обеспечению качества обслуживания (QoS);
- обеспечение информационной безопасности с целью исключения несанкционированного доступа к ресурсам сети связи;

- инвариантность доступа - обеспечение доступа пользователей к автоматизированным и информационным системам независимо от используемой технологии организации каналов связи;
- мультисервисность – одновременная передача по сети всех видов трафика (голос, данные, видео);
- интеллектуальность - возможность управления услугой, вызовом и соединением со стороны пользователя, а также заказ новых услуг с использованием автоматизированных систем управления;
- модернизация сети только при наличии технической и экономической целесообразности;
- снижение капитальных и операционных затрат за счёт использования унифицированных типовых решений и автоматизации процессов диагностики и управления;
- организация взаимодействия с существующими и создаваемыми сетями связи субъектов электроэнергетики, а также с сетями операторов связи;
- использование только открытых и стандартизированных протоколов и интерфейсов;
- учёт прогнозов потенциальных потребностей в телекоммуникационных и информационных услугах на 5-летнюю перспективу.

17.1.11. Сеть связи делится на следующие составляющие:

- первичная (магистральная и доступа) сеть связи, представляющая собой совокупность сетей, линий и каналов связи, обеспечивающих доставку всех видов информации;
- вторичные (наложенные) сети, представляющие собой совокупность средств, обеспечивающих передачу, коммутацию, и распределение информации определенного вида.

17.1.12. Для построения первичной сети связи и обеспечения резервирования могут быть использованы следующие типы сетей, линий и каналов связи:

- проводные:
 - волоконно-оптические линии связи (ВОЛС);
 - высокочастотные каналы связи по ВЛ (ВЧ-связь);
 - кабельные линии связи (КЛС);
- беспроводные:
 - радиорелейные линии связи (РРЛ);
 - сети беспроводного широкополосного доступа (БШПД);
 - сеть подвижной УКВ-радиосвязи;
 - сеть спутниковой связи;
 - сеть мобильной сотовой связи.

17.1.13. Кроме того, при отсутствии собственной телекоммуникационной инфраструктуры допускается использование арендованных телекоммуникационных ресурсов сторонних организаций.

17.1.14. Первичная сеть связи должна быть организована преимущественно по кольцевой топологии. Кроме того допускаются следующие топологии построения первичной сети:

- ячеистая;
- точка - точка;
- точка - много точек;
- цепочка;
- множественное кольцо.

17.1.15. Для обеспечения отказоустойчивости сети связи должны использоваться технологии дублирования или резервирования оборудования и каналов, в зависимости от

используемых технологий, ограничений по информационному обмену или экономической целесообразности.

17.1.16. На участках магистральной сети, требующих большой пропускной способности и/или имеющих перспективы по увеличению трафика целесообразно применение оборудования спектрального уплотнения xWDM. Кроме того, применение технологии WDM является одним из способов логического разделения технологического и корпоративного сегментов сети, и позволяет организовать необходимое количество каналов SDH и/или Ethernet с требуемой пропускной способностью.

17.1.17. Для обеспечения последующего перевода сети связи на IP/Ethernet с сохранением ранее сделанных инвестиций рекомендуется использовать оборудование связи технологий SDH или OTN, имеющие необходимое для конкретной топологии сети количество интерфейсов Ethernet.

17.1.18. Сеть связи на всех уровнях иерархии оперативно-диспетчерского, технологического и корпоративного управления должна обеспечивать обмен всеми видами информации (звук, видео, данные) с гарантированным качеством.

17.1.19. Требования к организации информационного обмена между объектами электроэнергетики Общества, ЦУС и диспетчерскими центрами АО «СО ЕЭС», включая требования к телефонной связи для оперативных переговоров, должны соответствовать требованиям, приведённым в действующих положениях об информационном взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и электросетевыми компаниями в сфере обмена технологической информацией.

17.1.20. Каналы связи с объектами электроэнергетики характеризуются следующими параметрами качества:

- доступность;
- коэффициент готовности;
- пропускная способность.

17.1.21. Доступность канала связи определяется соответствием параметров передачи сигналов электросвязи требованиям норм на электрические параметры основных цифровых каналов и трактов магистральной и внутризональных первичных сетей взаимосвязанных сетей связи Российской Федерации.

17.1.22. Коэффициент готовности каждого направления обмена информацией для технологического и корпоративного сегментов сети связи должен удовлетворять требованиям по надежности работающих подсистем управления.

17.1.23. Полоса пропускания цифровых каналов должна выбираться так, чтобы обеспечивалась передача всего трафика задач управления с заданными параметрами качества, в том числе функционирование телефонной связи оперативного и диспетчерского персонала, производственно-технологической телефонной связи, передача телеметрической информации о технологических режимах работы оборудования, систем ЦСПА и др.

17.1.24. Применяемые при построении сети связи оборудование и материалы должны соответствовать требованиям действующей НТД. Соответствие оборудования должно быть подтверждено сертификатами соответствия, а соответствие материалов декларациями о соответствии, выданными федеральным органом исполнительной власти в области связи.

17.2. Кабельные линии связи

17.2.1. Продолжение эксплуатации медных КЛС допускается только в экономически обоснованных случаях. При развитии и модернизации сети связи необходимо выводить КЛС из эксплуатации с заменой на ВОЛС, либо другие типы линий связи.

17.2.2 В исключительных случаях применения КЛС для организации каналов связи должны использоваться модемы xDSL. Для упрощения маршрутизации, унификации сетевых устройств и обеспечения централизации управления и маршрутизации,

предпочтение должно отдаваться xDSL-модемам, встроенным в сетевое оборудование в виде интерфейсных модулей.

17.2.3. Область применения КЛС - основные и резервные каналы сети доступа к объектам всех классов напряжения.

17.3. Волоконно-оптические линии связи

17.3.1. ВОЛС являются основным способом построения магистральной сети связи.

17.3.2. Строительство ВОЛС на ВЛ 35кВ и выше осуществляется в основном подвеской оптического кабеля, встроенного в грозозащитный трос (ОКГТ).

17.3.3. При строительстве ВОЛС допускается использование оптического самонесущего кабеля (ОКСН), оптического кабеля, встроенного в фазный провод ВЛ (ОКФП), оптического кабеля, навиваемого на фазный провод или грозозащитный трос ВЛ (ОКНН).

17.3.4. Не рекомендуется применение ОКСН в районах с высокой степенью промышленного загрязнения, в районах до 5 км от морских и океанических побережий, а также в районах в зоне климата с длительными периодами засухи и редкими периодами дождевых осадков и тумана.

17.3.5. Технология навивки ОКНН на фазные провода или грозозащитный трос (ГТ) также имеет ограниченную область применения. Допускается навив оптического кабеля на фазный провод на ВЛ напряжением до 150 кВ или ГТ в районах со среднегодовой продолжительностью гроз менее 20 часов.

17.3.6. При организации ВОЛС на КЛ допускается применять высоковольтные кабели подземной или подводной прокладки со встроенным ОК.

17.3.7. Выбор типа используемого кабеля должен определяться экономической целесообразностью с учётом состояния ВЛ и возможности её отключения на время строительства и возможных ремонтов ВОЛС.

17.3.8. Число оптических волокон в оптическом кабеле и емкость систем передачи определяется на этапе разработки задания на проектирование или проектирования с учетом текущей и перспективной потребности.

17.3.9. Параметры ОВ должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 793 и рекомендациям МСЭ-Т G.652, G.653, G.654, G.655. Индивидуальные требования к параметрам ОВ должны уточняться на этапе разработки проектной документации системы передачи информации, реализуемой конкретной ВОЛС-ВЛ.

17.3.10. Допускается строительство ВОЛС-ВЛ с привлечением внебюджетных инвестиций сторонних организаций (операторов связи) путём предоставления им во временное ограниченное пользование электросетевой инфраструктуры с целью подвеса ВОЛС.

17.3.11. Строительство ВОЛС должно осуществляться преимущественно по кольцевому принципу объединения узлов связи для обеспечения физического резервирования каналов связи.

17.3.12. Для сооружения ВОЛС допускается использование нескольких ВЛ различного класса напряжения, совпадающих по направлению с трассой ВОЛС.

17.3.13. При размещении на ВЛ волоконно-оптического кабеля, при производстве проектно-изыскательских работ должно быть выполнено обследование состояния фундаментов и металлоконструкций опор и их закреплений в грунте с учётом дополнительных нагрузок, возникающих при монтаже волоконно-оптического кабеля.

17.3.14. При создании ВОЛС выбор технологии для передачи информации осуществляется на этапе проектирования с учетом текущего и перспективного назначения линии связи и типов передаваемого трафика.

17.3.15. Проектирование, строительство и эксплуатация ВОЛС-ВЛ должны осуществляться в соответствии со следующими нормативными документами:

- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утверждены Приказом Минтруда России от 24.07.2013 N 328н);
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ, действующие главы);
- СО 153-34.48.519-2002 «Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4-35 кВ»;
- СО 153-34.48.518-98 «Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше»;
- СТО 56947007-33.180.10.172-2014 «Технологическая связь. Правила проектирования, строительства и эксплуатации ВОЛС на воздушных линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше»;
- СТО 56947007-33.180.10.173 – 2014 «Методические указания по расчету термического воздействия токов короткого замыкания и термической устойчивости грозозащитных тросов и оптических кабелей, встроенных в грозозащитный трос, подвешиваемых на воздушных линиях электропередачи»;
- СТО 56947007-33.180.10.171-2014 «Технологическая связь. Эталон проектной документации на строительство ВОЛС-ВЛ с ОКСН и ОКГТ»;
- СТО 56947007-29.060.50.122-2012 Руководство по расчёту режимов плавки гололёда на грозозащитном тросе со встроенным оптическим кабелем (ОКГТ) и применению распределенного контроллера температуры ОКГТ в режиме плавки;
- СТО 56947007-33.180.10.174-2014 «Оптический кабель, встроенный в грозозащитный трос, натяжные и поддерживающие зажимы, муфты для организации ВОЛС-ВЛ на линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше. Общие технические условия»;
- СТО 56947007-33.180.10.175-2014 «Оптические неметаллические самонесущие кабели, натяжные и поддерживающие зажимы, муфты для организации ВОЛС-ВЛ на линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше. Общие технические условия»;
- СТО 56947007-33.180.10.176-2014 «Оптический кабель, встроенный в фазный провод, натяжные и поддерживающие зажимы, муфты для организации ВОЛС-ВЛ на линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше. Общие технические условия»;
- СТО 56947007-29.240.55.192-2014 «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ».

17.3.16. Исполнительная документация должна быть выполнена в соответствии с требованиями руководящим документами РД 45.156-2000 и РД 45.190-2001.

17.3.17. С учетом повышенных требований к надежности работы магистральной сети, необходимо определение целесообразности установки автоматизированных систем мониторинга оптических волокон, позволяющих в режиме реального времени вести мониторинг состояния физических параметров оптических волокон.

17.3.18. В целях унификации технической эксплуатации и для обеспечения возможности проведения паспортизации, плановых измерений и измерений в процессе проведения аварийно-восстановительных работ оптические волокна и модули в ВОК должны иметь следующую окраску: синий, оранжевый, зелёный, коричневый, серый, белый, красный, чёрный, жёлтый, фиолетовый, розовый, бирюзовый.

17.3.19. Основными принципами и направлениями развития ВОЛС являются:

- построение новых физических высокоскоростных каналов связи для объектов инфраструктуры энергетики;
- обеспечение и контроль за качеством выполнения работ на этапах проектирования и реализации строительства ВОЛС по ВЛ;
- при строительстве и развитии ВОЛС допускается привлечение внебюджетных инвестиций операторов связи, организаций ТЭК и других - обладающих собственной

инфраструктурой ВОЛС, с которыми так же возможен долговременный взаимный обмен оптическими волокнами и телекоммуникационными ресурсами на договорной основе;

- переход от TDM оборудования к системам передачи с коммутацией пакетов.

19.3.20. Область применения ВОЛС - приоритетный вид инфраструктуры для построения магистральной сети и сети доступа связи к объектам всех классов напряжения.

17.4. Радиорелейные линии и сети беспроводного широкополосного доступа

17.4.1. Допускается применение цифровых РРЛ в случаях технической и экономической целесообразности. Например, при организации связи в удалённой и труднодоступной местности, где строительство ВОЛС затруднено.

17.4.2. Способы резервирования РРЛ:

- по схеме 1+0 для организации резервных каналов связи на магистральных направлениях при невозможности, либо экономической нецелесообразности строительства ВОЛС по кольцевой топологии;

- по схеме 1+1 для организации каналов сети доступа до наиболее значимых объектов.

17.4.3. Основные требования к РРЛ регламентирует ГОСТ Р 53363-2009, кроме того:

- скорость передачи основного трафика на участках магистральной сети: не менее 100 Мбит/с, при этом в случаях технической и экономической целесообразности допускается применение цифровых РРЛ меньшей пропускной способности;

- используемые технологии: коммутация пакетов, каналов (TDM), либо гибридные.

17.4.4. Получение разрешений о выделении и присвоении (назначении) радиочастот для электросетевых объектов осуществляется в соответствии с Решениями ГКРЧ:

- Решение ГКРЧ от 20.12.2011 № 11 -13-01 (ред. от 10.02.2015) «Об утверждении Порядка рассмотрения материалов и принятия решений о выделении полос радиочастот, переоформления решений и внесения в них изменений»;

- Решение ГКРЧ от 20.12.2011 № 11-13-02 (ред. от 10.02.2015) «Об утверждении Порядка проведения экспертизы возможности использования заявленных радиоэлектронных средств и их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами, рассмотрения материалов и принятия решений о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов в пределах выделенных полос радиочастот».

17.4.5. Область применения РРЛ: основные и резервные каналы связи магистральной сети и сети доступа к объектам всех классов напряжения.

17.4.6. Применение оборудования БШПД наиболее целесообразно при наличии существующей инфраструктуры: антенно-мачтовых сооружений, зданий и других сооружений, пригодных для размещения антенн и радиопередающих устройств на необходимой высоте, исходя из экономического и технического обоснования.

17.4.7. Требования к оборудованию БШПД:

- возможность работы по схеме «точка-точка» и «точка-многоточка»;
- диапазон рабочих частот: определяется проектированием. Рекомендованный диапазон: 5150 – 5350 МГц и 5650 - 6425 МГц.

17.4.8. Оборудование БШПД рекомендуется применять при построении сети доступа к объектам всех классов напряжения, для организации технологических и корпоративных каналов связи, а также для организации «последней мили» с административными и хозяйственными объектами энергосистем, к узлам операторов связи.

17.5. Системы высокочастотной связи по воздушным линиям электропередачи

17.5.1. Системы высокочастотной связи применяются для управления технологическими процессами, как в нормальных условиях, так и при аварийных ситуациях. По этим каналам передаются все виды информации, необходимые для этого управления:

- Речь (телефонная связь);
- Сигналы телемеханики;
- Данные межмашинного обмена;
- Данные автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП);
- Данные автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ);
- Сигналы дифференциально-фазных защит и защит с ВЧ блокировкой (дистанционных и направленных);
- Команды УПАСК (релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА)).

17.5.2. Каналы ВЧ связи используют в качестве среды передачи (линии связи) фазные провода и грозозащитные тросы ВЛ напряжением от 6 кВ и выше.

17.5.3. Применение цифровой ВЧ связи целесообразно на участках сети, где требуется передавать ограниченный объём информации, а применение других видов связи не обеспечивает необходимую надёжность передачи информации или экономически нецелесообразно. Пропускная способность цифровых трактов ВЧ связи определяется расчётным путём на этапе проектирования, с учётом особенностей аппаратуры, состояния ВЛ, наличия отпаек и дополнительного затухания, вызванного погодными условиями и обрывами ВЛ. На ВЛ 35кВ и выше скорость передачи также ограничена наличием свободных частот в диапазоне 16 – 1000кГц.

17.5.4. В зависимости от используемой полосы частот аппаратура ВЧ позволяет обеспечить передачу информации со скоростью до нескольких сотен кбит/с.

17.5.5. В экономически обоснованных случаях допускается применение комбинированной аппаратуры ВЧ-связи (одновременная передача голоса, данных, сигналов релейной защиты и противоаварийной автоматики) с условием приоритетной передачи сигналов и команд РЗ и ПА.

17.5.6. ВЧ каналы связи должны быть организованы с учётом обеспечения запаса по перекрываемому затуханию при неблагоприятных погодных условиях (туман, изморось, гололёд, дождь). Для передачи сигналов и команд РЗ и ПА каналы ВЧ связи по ВЛ должны дополнительно обеспечивать запас по перекрываемому затуханию при возможных КЗ на ВЛ. При организации каналов связи должны выполняться условия по обеспечению электромагнитной совместимости.

17.5.7. Основными принципами и направлениями развития линий ВЧ связи является повышение функциональности, надёжности и качества ВЧ связи, а именно:

- внедрение многофункциональных цифровых систем, отвечающих современным повышенным требованиям к каналам ВЧ связи (прогрессивные виды модуляции, алгоритмы помехоустойчивого кодирования и т.п.);
- внедрение специализированных каналов ВЧ связи для ВЧ защит и противоаварийной автоматики с цифровой обработкой сигналов, отвечающих современным повышенным требованиям к каналам такого вида;
- вывод из эксплуатации устаревшей аналоговой аппаратуры ВЧ связи и поэтапная замена современными системами ВЧ связи, позволяющими работать как в цифровом, так и в аналоговом режимах;

- применение цифровой обработки сигнала в трактах передачи и приёма аппаратуры, обеспечивающих эффективное использование частотного ресурса каналов ВЧ связи за счет повышения избирательности аппаратуры и более эффективного использования номинальной полосы частот канала;
- создание Единой информационной системы по выбору частот каналов ВЧ связи.

17.5.8. В сетях 6-10кВ системы ВЧ связи применяются для организации каналов связи с объектами электроэнергетики и с приборами учёта электроэнергии.

17.6. Сеть подвижной радиосвязи

17.6.1. Сеть подвижной радиосвязи должна развиваться путём расширения зоны радиопокрытия и замены устаревших аналоговых радиостанций на современные цифровые. При модернизации аналоговых систем подвижной радиосвязи основным стандартом для создания радиосети уровня ПО (РЭС, ПМЭС) должен являться цифровой стандарт DMR, позволяющий осуществить постепенный отказ от аналоговой сети УКВ-радиосвязи с сохранением ранее сделанных инвестиций.

17.6.2. Система подвижной радиосвязи стандарта DMR должна иметь в своём составе подсистему определения местоположения терминалов (как носимых радиостанций, так и устанавливаемых в автотранспорте) и отображения местоположений на экране рабочего места диспетчера.

17.6.3. Применяемые радиостанции должны иметь возможность оперативной смены рабочих частот в целях их использования в других радиосетях при устранении аварийных ситуаций. Радиостанции стандарта DMR должны иметь приемник ГЛОНАСС для определения местонахождения терминала.

17.6.4. Ресурс заряженного аккумулятора носимой радиостанции должен обеспечивать ее автономную работу в течение 12 часов при работе в цикле 5/5/90 (передача/приём/ожидание).

17.6.5. Получение разрешений о выделении и присвоении (назначении) радиочастот для электросетевых объектов осуществляется в соответствии с Решениями ГКРЧ:

- Решение ГКРЧ от 20.12.2011 № 11 -13-01 (ред. от 10.02.2015) «Об утверждении Порядка рассмотрения материалов и принятия решений о выделении полос радиочастот, переоформления решений и внесения в них изменений»;

- Решение ГКРЧ от 20.12.2011 № 11-13-02 (ред. от 10.02.2015) «Об утверждении Порядка проведения экспертизы возможности использования заявленных радиоэлектронных средств и их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами, рассмотрения материалов и принятия решений о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов в пределах выделенных полос радиочастот».

17.6.6. Подвижная радиосвязь является основным средством связи диспетчерского и оперативного персонала с персоналом линейных и аварийно-восстановительных бригад, а также резервным средством связи для оперативного и технологического управления распределительной электрической сетью.

17.6.7. Допускается применение стационарных радиостанций и УКВ-радиомодемов для организации основных и резервных каналов передачи данных с объектами низкого и среднего напряжения, для организации резервных каналов связи с объектами 35 – 110кВ, если применения иных технологий передачи данных, невозможно, либо экономически неэффективно.

17.7. Сеть спутниковой связи

17.7.1. Каналы фиксированной спутниковой службы могут применяться в качестве одного из каналов связи (не более одного канала в одном направлении) при условии выполнения требований, предъявляемых к организации телефонной связи для оперативных переговоров и передаче информации для автоматизированных и автоматических систем управления, если применение иных технологий передачи данных, невозможно, либо экономически неэффективно.

17.7.2. Кроме того, сеть спутниковой связи является резервным средством, а при отсутствии сети подвижной радиосвязи является основным средством для связи диспетчерского и оперативного персонала с персоналом линейных и аварийно-восстановительных бригад.

17.7.3. Основными принципами и направлениями развития сети спутниковой связи являются:

- внедрение современных систем, соответствующих требованиям, установленным Министерством информационных технологий и связи Российской Федерации;
- жёсткий контроль качественных показателей каналов (соглашение об уровне сервисов услуги, SLA);
- перевод каналов спутниковой связи в режим эксплуатационной готовности в случае наличия каналов фиксированной связи;
- региональное развитие на базе одного оператора и единой технологии.

17.8. Сеть телефонной связи

17.8.1. Сеть телефонной связи также состоит из корпоративного и технологического сегментов.

17.8.2. Корпоративный сегмент сети телефонной связи предназначен для обеспечения производственной (административно-хозяйственной) деятельности электроэнергетики, включая передачу голоса. Корпоративный сегмент должен развиваться путём замещения абонентских устройств IP-терминалами и применения коммутационного оборудования, взаимодействующего с терминалами по протоколу SIP и H.323.

17.8.3. Основными задачами развития корпоративной телефонной сети являются:

- создание единой корпоративной сети телефонной связи на основе корпоративной мультисервисной сети связи;
- внедрение единого плана нумерации;
- внедрение распределённых IP-АТС, состоящих из центрального модуля системы и медиа-шлюзов. При этом в случае временной недоступности центральной АТС медиа-шлюзы должны самостоятельно IP-АТС с предоставлением базовых голосовых услуг;
- использование протоколов SIP и H.323;
- применение нормированного сжатия (кодеки типа G.726 и G.729);
- внедрение и развитие единой системы управления и мониторинга на уровне центральной АТС;
- конвергенция с другими видами коммуникаций (внедрение технологий унифицированных коммуникаций).

17.8.4. Технологический сегмент сети телефонной связи, включая связь для ведения оперативных переговоров, предназначен для обеспечения управления технологическими процессами.

17.8.5. Телефонная связь для ведения оперативных переговоров должна обеспечивать передачу команд и оперативное взаимодействие оперативного персонала

ЦУС, оперативного персонала объектов электроэнергетики, диспетчеров АО «СО ЕЭС». Для ее организации должно быть предоставлено не менее двух телефонных каналов связи.

17.8.6. Телефонная связь для ведения оперативных переговоров должна быть построена на технологии коммутации каналов (TDM – Time Division Multiplexing) с принудительным освобождением занятого канала с возможностью в последующем плавного и поэтапного перехода к технологии пакетной коммутации (MPLS VPN, Traffic Engineering). При этом к телефонной связи для оперативных переговоров предъявляются жесткие требования по надежности и отказоустойчивости, как отдельных узлов, так и всей сети в целом. Выделяемые под эти задачи каналные и технические ресурсы должны обеспечивать гарантированную доставку и качество в нормальных и аварийных режимах работы объектов электроэнергетики с использованием технологии коммутации пакетов.

17.8.7. Оборудование, используемое для построения технологического сегмента сети телефонной связи, должно иметь 100% резервирование в «горячем» режиме процессорных ресурсов станции, интерфейсных карт, интерфейсов и блоков питания, а также должно быть аттестовано для применения на объектах ЭСК.

17.8.8. Для организации телефонной связи для ведения оперативных переговоров используется радиально-узловая топология с добавлением кольцевой топологии, что наиболее полно отражает иерархию диспетчерско-технологического управления электроэнергетики.

17.8.9. При цифровизации технологического и корпоративного сегментов сети телефонной сетей должен быть реализован переход на открытую систему нумерации с префиксами выхода: двух-, трёх-, или четырёхзначную сокращённую нумерацию при внутривыделенной связи и единую семизначную нумерацию при межвыделенной связи. Принципы формирования единого плана нумерации должны соответствовать СТО 56947007-33.040.35.203-2015 «Технологическая связь. Руководящие указания по единой системе нумерации АТС электросетевых объектов».

17.9. Сеть передачи данных

17.9.1 Инфраструктура сети передачи данных выполняет роль, как первичной (магистральная и сеть доступа), так и вторичной сети, обеспечивая прикладные задачи по передаче разных видов данных.

17.9.2. При реализации разделения сегментов сети передачи данных на логическом уровне должны обеспечиваться мероприятия по безопасному сопряжению сетей, включая сегментирование и межсетевое экранирование. При этом организация взаимодействия систем в разных объектах должна исключать инициацию соединений из одной сети в другую.

17.9.3. Требования к оборудованию передачи данных узла магистральной сети:

- резервирование процессорных модулей и блоков питания;
- поддержка технологий MPLS и MPLS L2/L3 VPN;
- поддержка технологии MPLS TE и TE FRR;
- поддержка больших таблиц маршрутизации IPv4 и IPv6 (> 100 000 маршрутов);
- поддержка механизмов качества обслуживания сетевого трафика (QoS) и иерархических политик качества обслуживания (H-QoS);
- поддержка протоколов быстрого обнаружения обрывов каналов связи линейного резервирования с помощью агрегирования каналов связи (LAG, mLAG, и т.п.);
- при использовании кольцевых топологий время перехода на резервный канал должно составлять не более 100 мс;
- поддержка динамической маршрутизации по протоколам OSPF, BGP;
- возможность работы по медным и оптическим каналам связи, в том числе и по одноволоконным;

- поддержка стандартного протокола SNMP с возможностью удалённого управления;
- классификация трафика МЭК 61850 MMS, GOOSE;
- электропитание от сети постоянного тока напряжением 24 или 48 В, а также от сети переменного тока от 190 до 250 В.

17.9.4. Требования к оборудованию передачи данных узла сети доступа:

- поддержка механизмов качества обслуживания сетевого трафика (QoS);
- возможность работы по медным и оптическим каналам связи, в том числе и по одноволоконным;
- поддержка стандартного протокола SNMP с возможностью удалённого управления;
- классификация трафика МЭК 61850 MMS, GOOSE.

17.9.5. Дополнительные требования к оборудованию передачи данных:

- при установке на ПС - соответствие требованиям стандартов IEC-61850-3 и IEEE-1613, в случае технико-экономического обоснования;
- расширенный набор интерфейсов: Gigabit Ethernet, Fast Ethernet, FastEthernet с POE (для узлов доступа), RS-232, RS-485, E1Channelized;
- поддержка списков доступа для фильтрации сетевого трафика (ACL – Access Control List).

17.9.6. Сеть передачи данных должна развиваться в соответствии со следующими основными принципами и направлениями:

- использование типовых решений;
- распределение трафика по всем имеющимся сетевым ресурсам при перегрузке основного канала (балансировка нагрузки);
- классификация трафика по степени критичности и соответствующая приоритизация;
- создание и внедрение единой системы управления и мониторинга на уровне филиала Общества с оповещением исполнительного аппарата Общества о критичных событиях;
- использование для всех предприятий единого типового плана IP-адресации.

17.9.7. Планирование адресного пространства IP-сети должно осуществляться в соответствии со следующими основными принципами:

- обеспечение иерархического централизованного распределения адресов с выделением подсетей для различных технологических и корпоративных сегментов сети связи, а также для групп, категорий объектов и пользователей;
- обеспечение достаточности количества IP-адресов с учётом перспективного развития корпоративных и технологических систем, а также сети связи в целом;
- обеспечение минимизации трафика и влияния отдельных сегментов, узлов сети или групп устройств на производительность всей сети в целом.
- обеспечение управляемости сети, как в штатном режиме сети, так и в случае сбоев;
- запрет на трансляцию адресов технологического сегмента и сегмента управления сетью в адреса публичных сетей.

17.10. Сеть видеоконференцсвязи

17.10.1. Система видеоконференцсвязи (ВКС) должна обеспечивать организацию видеоконференций по иерархическому принципу в соответствии с организационной структурой сетевых компаний.

17.10.2. Для обеспечения оптимального качества в оборудовании ВКС должны быть реализованы механизмы автоматической адаптации параметров кодирования в зависимости от доступной полосы пропускания и качественных характеристик канала связи.

17.10.3. Система ВКС должна обеспечивать:

- регистрацию программных и аппаратных видео-терминалов и управление вызовами на ЦАТС;
- подключение удалённых видеоклиентов из внешних сетей, включая Интернет;
- проведение видеоконференций в режиме многоадресной рассылки (multicast);
- единое и централизованное управление использованием полосы пропускания каналов связи для сервисов телефонии и ВКС;
- возможность для пользователей интерактивного управления с пульта видеотерминала раскладкой экрана, контентом и списком участников;
- централизованное планирование, управление сеансами ВКС и мониторинг оборудования ВКС;
- запись на электронные носители проводимых видеоконференций;
- обеспечение конфиденциальности проводимых видеоконференций;
- использование оборудования ВКС для проведения интерактивного обучения;
- поддержку качества передачи голоса и видео не ниже HD (720p) на уровне исполнительного аппарата Общества и не ниже 4CIF на уровне филиалов;
- поддержку совместной работы с документами.

17.11. Система управления сетью связи

17.11.1. Управление сетями связи сетевых компаний должно осуществляться с использованием централизованных систем уровня ПО (РЭС/МЭС/ПМЭС), в которых должны быть реализованы следующие функции:

- конфигурирование, мониторинг и управление неисправностями;
- управление инвентаризацией (учёт физических и логических ресурсов сети);
- управление производительностью (мониторинг параметров сети и анализ производительности);
- контроль выполнения задач по устранению неисправностей;
- управление качеством предоставляемых услуг (SLA);
- управление безопасностью (контроль доступа к ресурсам сети).

17.11.2. В системе управления сетью связи должны поддерживаться два логических уровня сетевого управления, описанные в концепции TMN (Система управления сетями операторов электросвязи):

- Network management layer (NML) – уровень управления сетью;
- Element management layer (EML) – уровень управления элементами сети.

17.11.3. Уровень управления сетью должен позволять видеть всю сеть в целом, управлять ею и её отдельными элементами, контролировать ее состояние в целом.

17.11.4. Уровень мониторинга и управления элементами сети должен позволять осуществлять слежение за параметрами и управление отдельными элементами сети, включая управление событиями и ошибками, резервированием, сбором, первичным диагностированием и хранением событий с элементов сети, обеспечением поддержки аппаратного и программного обеспечения.

17.11.5. Вся необходимая для управления сетью информация должна располагаться в единой базе данных, которая может изменяться и пополняться описаниями новых объектов управления, а весь обмен служебными данными системы управления должен осуществляться с использованием существующей управляемой сети.

17.12. Сеть тактовой сетевой синхронизации

17.12.1. Для сети связи магистрального ЭСК должна быть создана сеть ТСС со своими ПЭГ и ВЗГ, при этом сеть ТСС должна работать с базовой сетью ТСС ПАО «Ростелеком» в псевдосинхронном режиме и вместе с ней составлять систему тактовой сетевой синхронизации сети связи Общества. На сети связи распределительного сетевого комплекса нецелесообразно устанавливать собственные первичные эталонные генераторы (ПЭГ) и вторичные задающие генераторы (ВЗГ). Опорную сеть в филиалах Общества рекомендуется подключать к ТСС ПАО «Ростелеком», либо к ТСС магистрального электросетевого комплекса.

17.12.2. Сеть тактовой сетевой синхронизации (ТСС) должна быть рассчитана на долгосрочную перспективу, базироваться на самых передовых технологических решениях и представлять разветвленную однородную сеть формирования, доставки и распределения синхросигналов.

17.12.3. Основным назначением сети ТСС является обеспечение установки и поддержания определенной тактовой частоты цифровых сигналов, которые предназначены для цифровой коммутации и цифрового транзита с тем, чтобы временные соотношения между этими сигналами не выходили за определенные пределы.

17.12.4. Надежность и живучесть сети ТСС должна гарантироваться однородностью сети связи, наличием прямых и резервных путей синхронизации, дополнительных сигналов от ГЛОНАСС-приемников в составе ПЭГ и ВЗГ, использованием в аварийных ситуациях комбинированного режима работы системы ТСС - по иерархиям «ведущий - ведомый» и «распределенный ПЭГ». Синхронизация должна осуществляться по принудительному способу с соблюдением иерархического принципа по древовидной (радиально-узловой) схеме без замкнутых колец.

17.12.6. Основные принципы построения сети ТСС цифровых сетей связи должны соответствовать требованиям Руководящего технического материала по построению ТСС на цифровой сети связи Российской Федерации, утвержденным решением ГКЭС России 01.11.1995 г.

17.12.7. Сигналам синхронизации должно присваиваться качество, определяемое источником этих сигналов. Качественные показатели сети ТСС должны соответствовать РД. 45.230-2001, рекомендациям МСЭ-Т 6.811, 6.812, 6.813 и стандартам ЕСЭ 300 462-1 .23.4.5.6.

18. Управление производственными активами

Под управлением производственными активами Общества и ДЗО понимается систематическая, регулярная и координируемая деятельность по нахождению оптимального баланса между затратами, соблюдением нормативных требований к активам, перспективами развития сети, с одной стороны, и рисками, связанными с обеспечением надёжного электроснабжения потребителей, а также требованиями регулирующих органов, с другой стороны, для достижения стратегических целей Общества.

18.1. Цели управления производственными активами

18.1.1. Целями управления производственными активами являются:

- обеспечение установленного уровня надежности оказываемых услуг и качества электрической энергии;
- повышение эффективности операционных и инвестиционных затрат, связанных с производственными процессами;
- повышение прозрачности производственной деятельности;
- обеспечение прозрачного обоснования уровня тарифов на основании соотношения динамики показателей «надежность – затраты»;
- обеспечение инновационного развития ЭСК.

18.2. Принципы управления производственными активами

18.2.1. Принципы управления производственными активами Общества, сформированные на ГОСТ Р 55.0.01-2014, ГОСТ Р 55.0.02-2014, ГОСТ Р 55.0.03-2014:

- ориентация на достижение стратегических целей Общества и ДЗО;
- однозначное распределение полномочий и сфер ответственности за выполнение работ по процессам управления производственными активами;
- принятие решения о воздействии на оборудование и его включении в графики и планы ремонтов и технического обслуживания, а также инвестиционные программы (подразделы «Техническое перевооружение и реконструкция» (далее – ТПиР)) на основании оптимального соотношения между затратами, производственными характеристиками активов и рисками на протяжении жизненного цикла с соблюдением нормативных требований к активам, условий перспективного развития сети и требований обеспечения надёжного оказания услуг;
- системность принятия решений по управлению производственными активами на основании единых принципов и правил;
- единообразие процессов и методик управления производственными активами;
- ориентация на получение устойчивого результата управления производственными активами за счет получения положительных эффектов как в краткосрочной, так в среднесрочной и долгосрочной перспективах и формирования целей по операционному и инвестиционному направлениям управления производственными активами в совокупности на протяжении всего жизненного цикла активов.
- создание и внедрение системы управления производственными активами (далее – СУПА) во всех ДЗО Общества. СУПА является неотъемлемой частью общей системы управления Общества и ДЗО.

18.3. Задачи развития системы управления производственными активами

18.3.1. Задачи развития СУПА:

- развитие и унификация организационной и нормативно-методической базы управления производственными активами;
- снятие существующих ограничений нормативных правовых актов и НТД на возможность изменения периодичности обслуживания и ремонтов оборудования и ЛЭП в зависимости от технического состояния;
- последовательный переход от системы планово-предупредительного оказания воздействия на активы к риск ориентированному управлению активами;
- развитие системы показателей деятельности в части управления производственными активами на корпоративном, функциональном и оперативном организационных уровнях, позволяющей проводить оценку и сравнение обществ по отдельным процессам, а также системным техническим и экономическим характеристикам, для последующего принятия управленческих решений;
- автоматизация основных и обеспечивающих функционирование СУПА процессов в соответствии с принципами управления производственными процессами.

18.3.2. Организация развития СУПА и последовательность выполнения задач СУПА определяются Концепцией развития СУПА ПАО «Россети» и ДЗО, Типовым планом развития СУПА ПАО «Россети» и его ДЗО, а также планами-графиками развития СУПА ДЗО.

18.3.3. Контроль реализации Положения в части управления производственными активами должен быть обеспечен за счет проведения внутренних аудитов, регулярной отчетности ДЗО о выполнении планов-графиков развития СУПА и выстраивания системы оценки ключевых показателей эффективности (КПЭ) процессов на всех уровнях управления Общества и ДЗО. Оценка уровня развития, степени и качества поставленных задач в рамках развития СУПА осуществляется на основании моделей оценки зрелости и эффективно СУПА.

18.4. Основные функциональные области системы управления производственными активами

- управление операционной деятельностью в части технического обслуживания и ремонта (далее – ТОиР) и управление инвестиционной деятельностью в части ТПиР (по планированию и оценке результативности выполнения работ);
- управление нормативно-методологическим и регламентным обеспечением процессов управления производственными активами;
- управление базами данных автоматизированных систем управления производственными активами;
- управление технологическими решениями и ИТ-инфраструктурой;
- управление персоналом и организационным обеспечением процессов ТОиР и ТПиР.

18.5. Управление операционной деятельностью в части технического обслуживания и ремонта и управление инвестиционной деятельностью в части технического перевооружения и реконструкции

18.5.1. Качественное планирование и своевременное проведение ТОиР и ТПиР оборудования является залогом поддержания электрических сетей в состоянии, способном обеспечить требуемый уровень надежности и качества электроснабжения потребителей.

18.5.2. Повышение эффективности ТОиР и ТПиР обеспечивается за счет внедрения единых принципов и подходов к процессам планирования, организации и выполнения работ по ремонтам, техническому обслуживанию (в том числе диагностике, обследованию и освидетельствованию оборудования), а также к процессам контроля и оценки эффективности выполнения ТОиР и ТПиР.

18.5.3. В ДЗО разрабатываются и утверждаются многолетние графики, годовые и месячные планы ремонтов и технического обслуживания производственных активов, а также инвестиционные программы на период тарифного регулирования с учетом технического состояния активов, а также требований по периодичности обслуживания и ремонтов, требований заводов-изготовителей, требований и предписаний надзорных органов, мероприятий целевых программ по повышению надёжности.

18.5.4. Планирование ТОиР и ТПиР должно осуществляться на основании следующих принципов:

- проведение оценки и анализа параметров и показателей технического состояния оборудования, зданий и сооружений по результатам диагностики до оказания воздействия на оборудование;
- проведение оценки и анализа последствий и рисков отказов оборудования и технологических нарушений;
- приоритезация оборудования на основании оценки технического состояния и последствий отказа;
- снижение уровня рисков при отказах оборудования;
- соблюдение бюджетных ограничений;
- учет целевых программ по повышению надёжности;
- обеспечение оптимизации затрат на ТОиР и ТПиР посредством сочетания аутсорсинга или инсорсинга (хозяйственного способа) в ходе выбора поставщиков (внутренних и внешних) ресурсов и услуг;
- приоритезация инвестиционных проектов с учетом критериев технического состояния, экономической целесообразности, изменения требований к надежности электроснабжения, перспективного и инновационного развития сети;
- обеспечение адресных заказов на материально-технические ресурсы для программ ТОиР и ТПиР;
- минимизация неликвидных складских запасов;
- учет потребности в автотранспорте и специализированной технике, а также обоснование потребности их приобретения;
- контроль результатов выполнения ТОиР и ТПиР.

18.5.5. Разработка и совершенствование единой нормативно-технической, регламентной, методической документации, а также документации на выполнение ремонтов в ДЗО, оптимизация аварийного резерва оборудования и элементов ЛЭП осуществляются в рамках СУПА на основании общих принципов СУПА, установленных Положением.

18.5.6. Организация и выполнение ТОиР и ТПиР осуществляются на основании следующих принципов:

- выполнение многолетних графиков, годовых и месячных планов ТОиР, инвестиционных программ с минимальными отклонениями фактических технических и экономических показателей от плановых до перехода к риск ориентированному управлению активами;
- организация аварийно-восстановительных ремонтов;
- организация оперативного обслуживания объектов электросетевого хозяйства;
- обеспечение безопасного производства работ, в том числе обеспечение эксплуатационного персонала всеми необходимыми средствами защиты для безопасного ведения работ;

- проведение технического освидетельствования оборудования, ЛЭП, зданий и сооружений, выработавших нормативный срок службы, для продления срока эксплуатации;
- проведение комплексного обследования зданий и сооружений на электросетевых объектах;
- применение для проведения работ современных, высокотехнологичных и безопасных инструментов, приспособлений и оснастки;
- выполнение ремонтов электрических сетей под напряжением;
- в соответствии с конструктивными особенностями, технологией и условиями производства работ, структурой управления в ДЗО организацию ТОиР необходимо осуществлять силами подготовленного и прошедшего аттестацию персонала, специализирующегося на проведении всех видов работ;
- наличие нормативно-технической и организационно-распорядительной документации, ведение эксплуатационной документации в полном объеме в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», заводскими инструкциями по эксплуатации оборудования, инструкциями по ремонту и прочей технической документацией;
- наличие в требуемом объеме необходимого технологического оборудования, инструментов и приспособлений, материалов и запасных частей для выполнения технического обслуживания и ремонтов оборудования, зданий и сооружений;
- применение современных методик и технологий (в том числе механизация) при выполнении работ;
- организация и проведение диагностики и контроля технического состояния оборудования;
- внедрение современных методов и инструментов для проведения диагностики и контроля технического состояния оборудования, зданий и сооружений;
- наличие эффективной системы внутреннего технического контроля.

18.5.7. Совершенствование методов организации и управления процессами выполнения ТОиР и ТПиР проводится с учетом общих принципов СУПА, установленных Положением.

18.5.8. Контроль выполнения и оценка эффективности управления производственными активами осуществляются на основании:

- контроля результатов достижения целей СУПА по процессам ТОиР и ТПиР;
- формирования модели зрелости и критериев эффективности ТОиР и ТПиР, а также оценки соблюдения достижения ключевых показателей эффективности по всем процессам и подпроцессам СУПА на различных уровнях управления;
- разработки и внедрения критериев для оценки эффективности ТОиР и ТПиР;
- организации оценки и анализа показателей надежности и качества электроснабжения потребителей;
- моделирования показателей надежности оказания услуг при планировании ТПиР;
- организации контроля и анализа аварийности оборудования;
- проведения сбора и анализа параметров и показателей технического состояния, рисков (последствий и вероятности) отказа оборудования, технического состояния зданий и сооружений до и после оказания воздействия;
- обеспечения адресного учета заказов на материально-технические ресурсы, времени и объема выполнения работ по программам ТОиР и ТПиР;
- пересмотра подходов к формированию и возобновлению запаса материалов и запасных частей, необходимых для проведения работ на основании техсостояния и рисков.

18.5.9. Результаты оценки и анализа эффективности ТОиР и ТПиР являются основой для постановки целевых значений КПЭ по процессам ТОиР и ТПиР будущих периодов.

18.6. Управление нормативно-методологическим и регламентным обеспечением процессов управления производственными активами

18.6.1. Функция нормативно-методологического обеспечения заключается в управлении требованиями к активам и сети через создание технических и финансовых сценарных условий, а также через создание стройной системы документов, охватывающих процессы СУПА по всей организационной вертикали Общества и ДЗО для достижения приемлемых показателей эффективности, технических параметров сети, надежности, безопасности и качества электроснабжения потребителей.

18.6.2. Разрабатываемые в рамках процессов СУПА нормативно-методологические документы должны соответствовать требованиям прозрачности, дополнения друг друга и непротиворечивости, регулярно пересматриваться в соответствии с изменением уровня зрелости СУПА.

18.6.3. Развитие и унификация нормативно-методической базы СУПА является одним из механизмов управления производственными активами. Работа в сфере совершенствования нормативно-методической документации предполагает участие специалистов и экспертов Общества и ДЗО, а также привлечение научно-исследовательских организаций для использования в электросетевом комплексе лучших практик управления активами, в т.ч. в части прогнозирования надежности магистральных и распределительных сетей и надежности оказания услуг в зависимости от технического состояния оборудования и лимитов финансирования ТООР и ТПиР.

18.6.4. Одной из ключевых задач в части нормативно-методологического обеспечения является создание нормативно закреплённой возможности изменения периодичности обслуживания и ремонтов оборудования и ЛЭП в зависимости от технического состояния через доказательство эффективности и максимальное использование возможностей и преимуществ оказания воздействия на активы по техническому состоянию.

18.7. Управление базами данных автоматизированных систем управления производственными активами

18.7.1. Функция управления и развития баз данных СУПА закрепляется за профильными подразделениями, отвечающими за сбор и ведение данных по профильным вопросам, а также за подразделениями, отвечающими за информационно-технологическое обеспечение процессов ДЗО. Функция унификации и создания единых справочников и классификаторов нормативно-справочной информации (НСИ) для Общества и ДЗО возлагается на соответствующие профильные подразделения Общества.

18.7.2. В общем случае, классификаторы и справочники нормативно-справочной информации могут быть следующих видов:

- классификаторы и справочники уровня Общества, на основании которых будет выполняться контроль основных производственных показателей и выполняться проведение бенчмаркинга ДЗО;
- классификаторы и справочники уровня ДЗО Общества, которые являются дополнением НСИ Общества и предназначены для осуществления управленческой функции ДЗО Общества и операционной деятельности филиалов;
- системные справочники – справочники, обновление которых производится по факту изменения нормативных правовых актов и НТД (ОКАТО, ОКСМ, единицы измерения и т.п.).

18.7.3. Формирование баз данных должно быть основано на принципах системности хранения, целостности и безопасности использования, не дублирования для использования в различных информационных системах, достоверности, качества занесения и отображения данных, не искажения, актуальности, своевременности занесения и выдачи, регулярности,

простоты и быстроты обновления, достаточности и не избыточности, обеспечения возможности получения данных по всем требуемым и описанным запросам.

18.8. Управление технологическими решениями и ИТ-инфраструктурой

18.8.1. Основными целями внедрения новых информационных технологий в процессы СУПА и автоматизации СУПА являются:

- повышения производительности труда, снижение использования «человеческого ресурса» для выполнения непродуктивной ручной работы при проведении расчетов и заполнении требуемых отчетов;
- повышение «прозрачности» принятия технико-экономических решений о необходимости, сроках и объемах оказания воздействия на активы;
- повышение «прозрачности» затрат на выполнение ТОиР;
- необходимости планирования и учета проведения ремонтов, технического обслуживания, модернизации или замены оборудования.

18.8.2. Основными направлениями СУПА в части автоматизации являются:

- интеграция информационных систем ДЗО, посредством которых осуществляется автоматизация процессов СУПА с информационными системами смежных и обеспечивающих СУПА процессов;
- автоматизация планирования физических объемов, затрат и ресурсов для организации, выполнения и контроля реализации производственной программы;
- автоматизация первичной технической документации на уровне ПО/РЭС, в т.ч. автоматизация формирования электронных паспортов ПС и ЛЭП;
- внедрение автоматизации процессов оценки технического состояния, последствий отказа и вероятности отказа оборудования на основе создания единых по ДЗО баз данных результатов измерений, испытаний, баз данных о потребителях и баз данных финансово-хозяйственной деятельности, формирования производственных программ и контроля их выполнения;
- автоматизация процессов сбора информации для обоснованного планирования, оперативного планирования работ и ресурсов на местах, оперативного сбора данных по факту выполненных работ, использованному времени ресурсов и применённых в процессах ТОиР и ТПиР материалов;
- внедрение автоматизации процессов формирования и согласования актов выполненных работ, сопутствующих документов, первичных учетных документов посредством существующих автоматизированных систем документооборота;
- выстраивание системы аналитической отчетности верхнего уровня СУПА.

18.9. Управление персоналом и организационным обеспечением процессов управления производственными активами

18.9.1. Функции управления персоналом в рамках СУПА предусматривают:

- закрепление организационной структуры, роли, обязанности и полномочий персонала, участвующего в процессах СУПА на разных уровнях, должны быть документально зафиксированы, персонал должен быть о них проинформирован;
- обеспечение соблюдения персоналом и подрядчиками Положения в части управления производственными активами и положений других нормативно-методологических и регламентных документов СУПА;
- обеспечение процессов управления производственными активами квалифицированным персоналом за счет организации регулярной деятельности по обучению, повышению квалификации персонала, уточнения ролей, задач, требований к количеству персонала и требований к объему общих и специальных знаний;

- выстраивание информационного обмена между сотрудниками, задействованными в процессах управления производственными активами по всей организационной вертикали Общества и ДЗО, а также с внешними заинтересованными сторонами;
- обеспечение безопасности персонала.

18.10. Ожидаемые эффекты от реализации системы управления производственными активами

18.10.1. Ожидается следующий эффект от внедрения СУПА:

- обеспечение установленного регулятором уровня надежности электроснабжения потребителей (P_{saidi}, P_{saifi} для распределительных сетевых компаний; объемом недоотпущенной электрической энергии потребителям услуг в течение расчетного периода регулирования для единой национальной (общероссийской) электрической сети); повышение эффективности операционных и инвестиционных (в части программ ТПиР) затрат, связанных с производственными процессами за счет:
 - целенаправленного краткосрочного, средне- и долгосрочного планирования ТОиР и ТПиР в зависимости от перспектив развития сети, обеспечения требований надёжного электроснабжения потребителей, соблюдения нормативных требований для обеспечения безопасной эксплуатации производственных активов и технического состояния активов;
 - качественного изменения точности планирования затрат на ТОиР и ТПиР;
 - повышения технологической дисциплины вследствие персонификации ответственности и повышение качества выполняемых работ;
 - уменьшения доли внеплановых и аварийных ремонтов;
 - сокращения количества несчастных случаев на производстве;
 - оптимизации процесса материально-технического обеспечения производственной деятельности согласно принципам СУПА.
- повышение производительности труда;
- повышение репутации Общества и обеспечение достижения иных преимуществ, которые могут включать в себя рост стоимости акций и привлекательности для акционеров, рост удовлетворенности персонала.

19. Оперативно - технологическое управление

19.1. Общие принципы развития оперативно-технологического управления

19.1.1. В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» «оперативно-технологическое управление» включено в комплекс организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии через технические устройства электрических сетей в соответствии с обязательными требованиями - «услуги по передаче электрической энергии».

21.1.2. Под оперативно-технологическим управлением электросетевым комплексом (ОТУ ЭСК) понимается комплекс мер по управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и (или) энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, осуществляемый собственниками или иными законными владельцами таких объектов и (или) установок в соответствии с требованиями субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в отношении линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют на электроэнергетический режим работы электроэнергетической системы и установленным таким субъектом распределением объектов диспетчеризации по способу управления и ведения - в отношении объектов диспетчеризации, и самостоятельно - в отношении иных линий электропередачи, оборудования и устройств.

19.1.3. Целями ОТУ ЭСК являются:

- обеспечение надежности электроснабжения и КЭ энергии в соответствии с требованиями нормативных документов, технических регламентов и условиями договоров оказания услуг по передаче электрической энергии;
- обеспечение надлежащего качества и безопасности эксплуатации объектов электросетевого хозяйства;
- обеспечение эффективной, с наименьшими техническими потерями, передачи электрической энергии по электрическим сетям.

19.1.4. ОТУ ЭСК осуществляется посредством выполнения операционных и неоперационных функций.

19.1.5. Операционные функции направлены непосредственно на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта электросетевого хозяйства.

19.1.6. Неоперационные функции включают в себя:

- планирование ремонтов;
- проработку диспетчерских заявок;
- разработку оперативной документации;
- организацию работы с персоналом;
- расследование аварий;
- обеспечение безопасного производства работ на ЛЭП, устройствах и оборудовании ПС.

19.1.7. Согласно действующему в электроэнергетике порядку управление технологическими режимами работы объектов электросетевого хозяйства осуществляется в соответствии с распределением таких объектов по способу управления (диспетчерское управление/ведение и (или) технологическое управление/ведение).

19.1.8. Одной из основных задач в части организации производственной деятельности является развитие и совершенствование системы ОТУ ЭСК. В рамках исполнения указанной задачи:

- должны быть обеспечены системные подходы в развитии и оптимизации системы ОТУ ЭСК;
- должна быть реализована единая техническая политика в части технологического оснащения и информационного обеспечения структурных подразделений системы ОТУ ЭСК на всех уровнях управления;
- должно быть завершено формирование Центров управления сетями (ЦУС) и обеспечено дальнейшее их развитие;
- должна быть обеспечена защита ЦУС от угроз информационной безопасности, реализуемых с целью перехвата функций управления;
- должны быть проработаны вопросы обеспечения безопасности при реализации функций ОТУ с целью исключения возможности совершения кибератак.

19.1.9. Главной целью создания ЦУС в электросетевом комплексе является формирование центров ответственности, в которых сосредоточены функции по оперативно-технологическому управлению ЭСК, а также организация эффективного взаимодействия с внешними контрагентами в области оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления (АО «СО ЕЭС», другие субъекты электроэнергетики, потребители электрической энергии и т.п.).

19.1.10. Для каждого уровня системы ОТУ ЭСК должно быть организовано взаимодействие с системой ситуационного управления в электросетевом комплексе, реализация функций которой возложена на ситуационно-аналитические подразделения (САЦ, ОСЦ) и ЦУС сетевых организаций.

19.1.11. Под ситуационным управлением в электросетевом комплексе (далее – СУ ЭСК) понимается деятельность, направленная на предупреждение возникновения и ликвидацию последствий аварий и иных нештатных ситуаций, посредством анализа, принятия и реализации соответствующих управленческих решений с учетом текущей оперативной обстановки, располагаемых ресурсов и прогнозов последствий принимаемых управленческих воздействий.

19.1.12. Целями СУ ЭСК являются:

- предупреждение возникновения аварий и нештатных ситуаций в электросетевом комплексе;
- сокращение количества и длительности перерывов электроснабжения потребителей;
- сокращение времени ликвидации последствий аварий;
- повышение эффективности использования имеющихся и привлеченных ресурсов;
- минимизация финансовых и репутационных рисков сетевых организаций;
- выстраивание системы эффективного взаимодействия с субъектами электроэнергетики и иными организациями и ведомствами в части ситуационного управления.

19.1.13. Структура ОТУ и СУ ЭСК является многоуровневой, вертикально-интегрированной, при этом число уровней должно быть оптимально обоснованным. На каждом уровне ОТУ и СУ формируется организационная структура систем, включающая соответствующие подразделения ОТУ и СУ, и разрабатывается организационно-распорядительная документация.

19.1.14. Для осуществления функций по ОТУ и СУ ЭСК структурные подразделения ОТУ и СУ всех уровней ЭСК должны быть оснащены АСТУ, включающими в себя каналы связи для передачи технологической информации и ПТК.

19.2. Функциональные требования к автоматизированным системам оперативно-технологического и ситуационного управления

19.2.1. Для осуществления функций по оперативно-технологическому и ситуационному управлению ЭСК ЦУС всех уровней ОТУ ЭСК должны быть оснащены автоматизированными системами оперативно-технологического и ситуационного управления (АСОТСУ).

19.2.2. АСОТСУ является одной из подсистем автоматизированных систем технологического управления (АСТУ), предназначенной для автоматизации решения задач оперативно-технологического и ситуационного управления в ЭСК.

19.2.3. АСОТСУ должна обеспечивать автоматизированную поддержку в части решения следующих основных задач ОТУ:

- безопасное и эффективное оперативно-технологическое управление ЭСК;
- минимизацию ущерба при технологических нарушениях, сокращение сроков ликвидации аварий.

19.2.4. Функциональные требования, предъявляемые к АСОТСУ, формируются исходя из функций, выполняемых структурными подразделениями оперативно-технологического управления разного уровня (ЦУС, ПО, РЭС).

19.2.5. Минимальные функциональные требования, предъявляемые к АСОТСУ:

- сбор, обработка, отображение и хранение технологической информации, создание и редактирование схем электрических сетей и объектов электроэнергетики и динамическое отображение на них параметров электроэнергетического режима;
- контроль параметров и режима работы электрической сети: автоматический контроль нагрузки по току электрооборудования и ЛЭП, контроль напряжения и мощности в контрольных точках сети, контроль положения коммутационных аппаратов, состояния устройств РЗА и т.д.;
- управление оперативными переключениями: управление коммутационными аппаратами, автоматизированное формирование и хранение бланков и программ переключений, контроль времени восстановления энергоснабжения;
- контроль процессов эксплуатации и ремонта электрических сетей: ведение заявок на вывод оборудования в ремонт, координация ремонтных бригад при проведении аварийно-восстановительных работ;
- ведение электронного оперативного журнала: фиксация и передача на вышестоящие и смежные уровни оперативно-технологического управления оперативной информации, ведение журналов в соответствии с действующими требованиями нормативно-технических документов;
- ведение нормативно-технической и справочной документации диспетчера;
- информационный обмен со смежными сетевыми и генерирующими компаниями, диспетчерскими центрами.

19.2.6. Одним из основных направлений развития АСОТСУ является организация дистанционного (теле-) управления коммутационными аппаратами и функциями устройств РЗА, а также мониторинга состояния устройств РЗА из ЦУС, ОДС и ДЦ (при наличии объектов диспетчеризации).

Для реализации этого направления при новом строительстве или модернизации ПС необходимо применять соответствующие технические решения с учетом типовых документов, согласованных между ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС»:

- Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА;
- Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА ПС;

20. Экологическая безопасность

20.1. Основные принципы экологической безопасности

20.1.1. Положение в области экологической безопасности направлено на:

- соблюдение требований в области охраны окружающей среды, нормативов допустимого воздействия на окружающую среду, установленных природоохранным законодательством Российской Федерации;
- охрану, воспроизводство и рациональное использование природных ресурсов при проектировании, строительстве, реконструкции, эксплуатации и ликвидации электросетевых объектов;
- ограничение ведения производственной и строительной деятельности на особо охраняемых природных территориях;
- принятие управленческих и инвестиционных решений с учетом анализа и оценки экологических последствий, разработки мер по уменьшению и предотвращению негативного воздействия на окружающую среду;
- применение в производственном процессе наилучших доступных технологий, направленных на минимизацию воздействия производственной деятельности на окружающую среду;
- сокращение объемов образования отходов, обращение со всеми видами отходов и демонтированным оборудованием в соответствии с санитарно-гигиеническими нормами и требованиями экологической безопасности.

20.2. Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований экологической безопасности

20.2.1. Основные мероприятия:

- восстановление и рекультивация земель, нарушенных в процессе строительства, реконструкции, технического перевооружения и эксплуатации электросетевых объектов;
- внедрение современного «экологичного» сертифицированного в установленном порядке оборудования (сухих реакторов, трансформаторов и конденсаторов и подобного оборудования);
- поэтапный вывод из эксплуатации ПХБ-содержащего оборудования с заменой на экологически более безопасное в срок до 2025 года, передача отходов, содержащих ПХБ, специализированным организациям, имеющим соответствующую лицензию;
- обеспечение утилизации отработанного элегаза в основном путем возврата на завод-производитель данного оборудования, в целях выполнения требований природоохранного законодательства;
- обустройство системы маслоприемных устройств ПС с использованием современных технологий (в том числе полимерных покрытий маслоприемников);
- строительство и реконструкция систем канализации, очистных сооружений с целью минимизации воздействия на водные объекты и водосборные площади;
- обеспечение нормативных величин акустического воздействия на зоны жилой застройки (сооружение шумозащитных экранов и др.);
- применение самонесущих изолированных проводов без вырубки просеки при прохождении трассы ВЛИ по зеленым насаждениям;
- применение защищенных проводов, позволяющих существенно уменьшить ширину вырубаемой просеки в лесных массивах;
- применение СИП и защищенных проводов ВЛ в местах массовой сезонной миграции птиц предотвращающих их гибель от поражения электрическим током;

- применение повышенных опор с расположением проводов над кронами лесных массивов с деревьями ценных пород;
- выполнение на электросетевых объектах мероприятий по защите животного мира (оснащение опор ВЛ специальными устройствами, препятствующими гнездованию птиц на конструктивных элементах опор, использование отпугивающих и птицезащитных устройств);
- обеспечение надлежащего технического состояния автопарка в целях соблюдения технических нормативов выбросов, а также загрязнения почвы автомобильными маслами и технологическими жидкостями;
- обеспечение надлежащего технического состояния локальных очистных сооружений, предназначенных для очистки сточных вод;
- обеспечение надлежащего технического состояния эксплуатирующихся водозаборных скважин, в том числе артезианских;
- обустройство мест накопления отходов производства и потребления в соответствии с требованиями природоохранного законодательства и санитарных правил.

21. Охрана труда

21.1. Основные цели в области охраны труда

21.1.1. Положение в области охраны труда направлено на:

- исключение случаев производственного травматизма и профессиональных заболеваний;
- формирование у работников безопасного поведения на производстве и навыков предупреждения опасных ситуаций;
- постоянное улучшение условий и охраны труда.
- обеспечение приоритета сохранения жизни и здоровья работников в производственной деятельности;
- разработка и внедрение систем менеджмента безопасности труда и охраны здоровья в соответствии с ГОСТ Р 54934 – 2012/OHSAS 18001:2007;
- обеспечение обучения работников охране труда, с отведением не менее 50% объема программы подготовки по новой должности и периодического обучения производственного персонала на практическую подготовку приемам безопасного выполнения работ на учебно-тренировочных полигонах, лабораториях, стендах;
- обеспечение обучения и допуска к самостоятельной работе вновь принимаемых водителей после прохождения обучения в специализированном учебном центре в объеме не менее 72 часов практического вождения, в том числе не менее 40 часов - по программе контраварийного вождения;
- обеспечение работников сертифицированной качественной и эргономичной специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты, смывающими и (или) обезвреживающими средствами, качественными электрозащитными средствами, исправным инструментом, приспособлениями, инструкциями;
- обеспечение комплексной термической защиты работника при выборе комплектов для защиты от термического воздействия электрической дуги. Комплексная термическая защита должна быть не ниже расчетного значения величины падающей энергии дуги;
- оборудование учебно-тренировочных полигонов для проведения обучения персонала безопасным методам выполнения работ на энергетическом оборудовании;
- организация и осуществление внутреннего контроля за соблюдением требований охраны труда на электросетевых объектах и при эксплуатации транспортных средств;
- обеспечение реализации системы мотивации, стимулирующей работников к безусловному соблюдению требований охраны труда;
- обеспечение соблюдения требований законодательных и иных нормативно-правовых актов Российской Федерации в области охраны труда;
- обеспечение выявления, идентификации, оценки и снижения рисков травмирования персонала;
- обеспечение внедрения и использования технологий, обеспечивающих безопасные условия труда на рабочих местах;
- обеспечение эффективного функционирования и непрерывного совершенствования системы управления охраной труда;
- мониторинг и внедрение передовых разработок в области охраны труда;
- проведение специальной оценки условий труда для обеспечения нормальных и безопасных условий труда на рабочих местах;
- обеспечение допуска к осуществлению производственной деятельности работников, на основании результатов обязательных периодических медицинских осмотров

(обследований), а также проводимых по требованию работодателей предсменных медицинских осмотров (обследований) работников;

- проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий.

21.2. Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований охраны труда и безопасности персонала

21.2.1. Основные мероприятия:

- принятие при проектировании электросетевых объектов, зданий и сооружений технических решений, обеспечивающих безопасность их эксплуатации, в том числе безопасное производство работ на высоте путем устройства:

- стационарных лестниц с использованием средств защиты ползункового типа в качестве страховочной системы при подъеме на оборудование, стационарных анкерных точек (анкерных столбов), либо с предустановкой анкерной линии и использования средств защиты втягивающего типа, либо с применением телескопических анкерных столбов для работы на ПС 35 кВ и выше, где есть риск падения с высоты более 1,8 м;
- стационарных жестких анкерных линий и стационарных лестниц подъема на металлические опоры с возможностью дальнейшего применения средства защиты ползункового типа, а также стационарных анкерных точек для использования в качестве страховочной системы при работе на высоте на опоре;
- стационарных анкерных точек на ж/б опорах, многогранных и других видах опор с возможностью установки гибких анкерных линий без подъема на опору с применением штанг, подъемников, с возможностью дальнейшего применения средств защиты ползункового типа и для использования в качестве страховочной системы при работе на высоте на опоре.

- снижение доли ручного труда, тяжести труда и повышение производительности труда за счет повышения уровня механизации и автоматизации;

- снижение доли работ, связанных с подъемом на опоры ЛЭП без применения специальных машин и механизмов;

- исключение подъема с применением лазов и когтей на опоры, находящиеся в эксплуатации более установленного нормативного срока;

- оснащение оборудования автоматикой безопасности, блокировками, на вновь вводимых ПС 35-110 кВ оснащение системами дистанционного управления с целью исключения нахождения человека непосредственно вблизи коммутационного аппарата при переключениях;

- оснащение в необходимом объеме специальными механизмами, авто- и спецтехникой (гидроподъемниками, телескопическими вышками, передвижными лабораториями, бурильно-крановыми машинами), а также современным оборудованием, инструментом и приспособлениями для обеспечения механизации работ по ТОиР, в первую очередь, наиболее травмоопасных и трудоемких;

- использование при работах на высоте амортизирующих тормозных устройств, блокирующих и стопорных устройств;

- применение изолированных токопроводов, шинопроводов, шлейфов в местах возможного прохода людей;

- при вводе новых объектов применение встроенных в оборудование (включая ТП 6-20 кВ) сигнализаторов напряжения, с возможностью их интеграции в систему телесигнализации и схему блокировки безопасности;
- применение электрооборудования и технологий, безопасных для жизни и безвредных для здоровья персонала;
- применение приборов безопасности, контролирующих концентрацию вредных веществ во взрывоопасной и газоопасной воздушной среде;
- приобретение автотранспортных средств для перевозки персонала (автобусы, бригадные машины, подъемники (вышки) и т.п.), оборудованных ремнями безопасности и антиблокировочной системой тормозов;
- внедрение на новых автотранспортных средствах бортовых систем мониторинга транспортного средства, кроме транспортных средств, работающих на территории предприятия (погрузчики, самоходные подъемники и т.п.);
- создание для персонала современных санитарно-бытовых условий;
- оснащение линейных бригад автотранспортной техникой, оборудованной для создания нормальных условий труда и отдыха персонала при длительном пребывании в полевых условиях;
- использование современных приспособлений для безопасного ведения работ (стеклопластиковые лестницы, устройства для раскрепления опор на базе бурильно-крановых машин, подъемные приспособления, страховочные системы);
- применение для работы на ВЛ 0,4-20 кВ комплектов средств защиты и приспособлений, обеспечивающих возможность установки переносных заземлений и выполнения отдельных видов работ (обрезка веток, снятие набросов) без подъема на опоры ВЛ;
- внедрение безопасных технологии ремонтов ВЛ 0,4 кВ под напряжением (без отключения);
- ограничение (где это возможно по технологии) контакта рабочих с вредными веществами, таких как асбест, битум, кислоты и прочими веществами, наносящими вред здоровью.

22. Пожарная безопасность

22.1. Основные принципы в области пожарной безопасности

22.1.1. Положение в области пожарной безопасности направлено на:

- обеспечение пожарной безопасности электросетевых объектов в соответствии с требованиями Федерального законодательства, действующих норм и правил;
- использование в производственном процессе наиболее эффективных существующих доступных технологий, обеспечивающих повышение уровня пожарной безопасности объектов;
- применение при строительстве электросетевых объектов, зданий и сооружений материалов и конструкций, а также оборудования, прошедшего аттестацию в установленном порядке;
- предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их сопутствующих проявлений;
- сохранение и защита имущества при пожаре;
- предупреждение возникновения пожара;
- недопущение распространения пожара на имущество третьих лиц.

22.1.2. Система обеспечения пожарной безопасности объекта включает комплекс мероприятий, направленных на:

- предотвращение и локализацию пожара;
- обеспечение противопожарной защиты объектов (в т.ч. применение систем пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения), в соответствии с нормативными правовыми актами и НТД;
- обеспечение установленных требований в части пожарной безопасности, в том числе исключение превышения допустимого пожарного риска.

22.1.3. Система предотвращения и локализации пожара обеспечивается:

- максимально возможным по условиям технологии и строительства ограничением массы или объема горючих веществ, материалов:
- применением при строительстве зданий и сооружений негорючих и трудногорючих веществ и материалов с нормируемым пределом огнестойкости и классом пожарной опасности;
- заменой маслonaполненного оборудования на оборудование с негорючим диэлектриком (вакуумом, элегазом, твёрдой изоляцией);
- заменой силовых маслonaполненных кабелей 110-220 кВ на силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, с изоляцией, не распространяющей горение.

22.1.4. При проектировании кровельных покрытий и строительных конструкций кровель зданий ПС 110 кВ и выше должны применяться негорючие материалы с классом пожарной безопасности строительных конструкций - К0.

22.1.5. Класс пожарной опасности строительных конструкций должен соответствовать принятому классу конструктивной пожарной опасности зданий, сооружений и пожарных отсеков.

22.2. Система противопожарной защиты объекта

22.2.1. Система обеспечивается при помощи:

- применением фотолюминесцентных эвакуационных систем для зданий (сооружений) при оснащении СОУЭ 3 типа и выше в соответствии с действующими национальными государственными стандартами и сводами правил;
- применением автоматических установок пожаротушения:
 - тонкораспыленной водой (АУВПТ-ТРВ) для защиты проходных кабельных сооружений на объектах электроэнергетики, а также

поверхностного и локального по поверхности тушения очагов пожара классов А, В по ГОСТ 27331-87 (СТ СЭВ 5637-86);

- с лафетными стволами для защиты открытых силовых АТ/Т (реакторов), расположенных на территории ОРУ ПС напряжением 220-330 кВ с единичной мощностью 200 МВА и выше, ПС напряжением 500 кВ и выше независимо от единичной мощности, а также кровель ПС закрытого типа;
- низкократной пленкообразующей пеной с применением водопенных насадков для предотвращения повторного возгорания (дотушивания) силовых АТ/Т и реакторов, расположенных в закрытых камерах ПС напряжением 220-500 кВ с единичной мощностью 200 МВА и выше, ПС глубокого ввода напряжением 110 кВ и выше с единичной мощностью 63 МВА и выше, ПС напряжением 110 кВ и выше в закрытых распределительных устройствах с единичной мощностью 63 МВА и выше;
- газового пожаротушения (АУГПТ) для защиты силовых АТ/Т и реакторов, расположенных в закрытых камерах ПС напряжением 220-500 кВ с единичной мощностью 200 МВА и выше, ПС глубокого ввода напряжением 110 кВ и выше с единичной мощностью 63 МВА и выше, ПС напряжением 110 кВ и выше в закрытых распределительных устройствах с единичной мощностью 63 МВА и выше, а также ликвидации пожаров классов А, В, С по ГОСТ 27331-87 (СТ СЭВ 5637-86) и электрооборудования с напряжением, не выше указанным, в технической документации на используемые газовые огнетушащие вещества (ГОТВ);
- АУГПТ на основе безопасных для человека ГОТВ для защиты проходных кабельных шахт и пространств под двойными полами и потолками при прокладке кабелей (проводов) типа НГ с общим объемом горючей массы от 1,5 до 7 л на метр КЛ, залов АСУ ТП;
- автоматические установки аэрозольного пожаротушения (АУАПТ) для тушения (ликвидации) пожаров подкласса А2 и класса В по ГОСТ 27331 объемным способом в помещениях объемом до 10000 м³, высотой не более 10 м и с параметром не герметичности, не превышающим требования, указанные в стандартах и действующих НТД;
- автономные установки пожаротушения для тушения (ликвидации) пожаров электротехнического оборудования, с напряжением не выше указанного в технической документации на используемые огнетушащие вещества автономной установки, а также возгораний других веществ и материалов, на тушение которых рассчитана автономная установка согласно технической документации.
 - соблюдением минимальных расстояний от насосной пожаротушения или камеры переключения задвижек до защищаемого оборудования или помещения;
 - применением огнезащитных красок (составов), имеющих сертификат подтверждение соответствия требованиям Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» в форме декларирования соответствия или в форме обязательной сертификации, в том числе применением для защиты КЛ огнезащитных составов со сроком службы огнезащитного покрытия не менее 15 лет;
 - ограничением распространения пожара за пределы очага пожара:
 - применением для ПС 35 кВ и выше кабелей с изоляцией, не распространяющей горение в соответствие с ГОСТ 31565-2012, для

прокладки КЛ в ОРУ кабелей с изоляцией, не распространяющей горение при одиночной прокладке и с изоляцией, не распространяющей горение при групповой прокладке (нг (А F/R)) (выбор категории пожарной опасности кабельных линий (А F/R, А, В, С или D), при групповой прокладке, должен подтверждаться соответствующими расчётами и входить в состав проекта);

- установкой пожароопасного оборудования по возможности в изолированных помещениях с непосредственным выходом наружу или на открытых площадках;
- устройством противопожарных преград с нормируемым пределом огнестойкости.

- применением средств индивидуальной защиты людей от опасных факторов пожара. Средства индивидуальной защиты органов дыхания должны обеспечивать безопасность людей в течение времени действия опасных факторов пожара, по пути эвакуации, но не менее 20 минут.

22.3. Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований пожарной безопасности и предупреждение технологических нарушений, связанных с пожарами

22.3.1. На электросетевых объектах должны применяться:

- огнестойкие КЛ, не распространяющих горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (НГ (А F/R- FRLS)), а при прокладке в обслуживаемых кабельных сооружениях 220кВ и выше - огнестойкие, не распространяющие горение при групповой прокладке и не выделяющих коррозионно-активных газообразных продуктов при горении и тлении (НГ (А F/R- FRHF));

- для кабельных сооружений 6-110 кВ КЛ с изоляцией, не распространяющей горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (НГ (А F/R- LS));

- силовых кабелей 1 кВ и выше с изоляцией, не распространяющей горение, за исключением кабелей, проложенных в земле при одиночной прокладке;

- прокладки контрольных кабелей в РУ 6 кВ и выше в соответствие с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), при этом обеспечение наличия огнестойких уплотнений в местах проходов кабелей через стены, перегородки и перекрытия с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости самой строительной конструкции;

- защиты силовых и контрольных кабелей от распространения пожара путем проектирования лотков из сплошных ж/б конструкций с пределом огнестойкости не менее REI 45, не имеющих разрывов, с применением съемных несгораемых плит и применением силовых и контрольных кабелей, в том числе симметричных высокочастотных и коаксиальных кабелей связи, с изоляцией, не распространяющей горение;

- прокладки силовых кабелей 6 кВ и выше с рядом прокладываемыми в надземных кабельных лотках контрольными кабелями при соблюдении расстояния не менее 1,2 метра между ними и наличия огнезащитного покрытия контрольных кабелей;

- заходов контрольных кабелей в РУ-6 кВ и выше, питающих оперативные цепи управления, РЗА и сигнализации по разным кабельным лоткам с соблюдением условий, исключающих одновременное повреждение основного и резервного питания в случае пожара;

- принципа разделения основных и резервных защит (либо двух комплектов защит) по цепям переменного тока и напряжения, по цепям оперативного тока и исполнительным цепям путем размещения их на разных кабелях, а также, по разным трассам;

- применение на электросетевых объектах, являющихся источниками сильных электромагнитных помех (ЭМП), систем автоматической пожарной сигнализации, имеющих степень жесткости (устойчивости) к ЭМП не ниже III;
- применение в системах автоматической пожарной сигнализации (АПС) зданий:
 - цифровых установок пожарной сигнализации с распределенной архитектурой и передачей сигналов состояния элементов системы от приемно-контрольных приборов (ПКП) к общему пульту контроля (ПКУ) и управления по проводному цифровому интерфейсу связи;
 - волоконно-оптических каналов передачи цифровой информации от ПКП к ПКУ (при высоком уровне ЭМП в местах прохождения цифрового интерфейса связи);
 - точечных дымовых извещателей с цифровой микропроцессорной обработкой сигнала;
 - линейных оптических дымовых извещателей для помещений большой площади и высотой более 4 м (например, в залах КРУЭ);
 - линейных тепловых извещателей (термокабель) в зонах с тяжёлыми условиями эксплуатации (повышенной взрывоопасностью, с повышенной или пониженной температурой, химически агрессивной средой, высокой влажностью/сыростью и загрязнением), а также для защиты протяжённых сооружений и наружных установок.
- применение полов самотушения для покрытия маслоприемников в закрытых камерах силовых трансформаторов;
- применение огнепреградителей в системах отвода масла;
- оснащение пожарной сигнализацией всех помещений, за исключением помещений, относящихся к категории В4 и Д по пожарной опасности, венткамер (приточных, а также вытяжных, не обслуживающих производственные помещения категории А или Б), насосных водоснабжения, бойлерных и других помещений для инженерного оборудования здания, в которых отсутствуют горючие материалы; помещений с мокрыми процессами (душевые, санузлы, помещения мойки и т.п.); лестничных клеток;
- применение для отделки эвакуационных путей материалов следующих категорий пожарной опасности:
 - Г1, В2, Д2, Т2 - для отделки стен и потолков в вестибюлях, лестничных клетках, лифтовых холлах;
 - Г2, В2, Д3, Т2 - для отделки стен и потолков в общих коридорах, холлах и фойе;
 - Г2, В2, Д2, Т2 РП2 - для покрытия полов в вестибюлях, лестничных клетках, лифтовых холлах;
 - Г3, В2, Д3, Т3 РП2 - для покрытия полов в общих коридорах, холлах и фойе;
 - НГ или Г1 - для покрытия полов в помещениях зданий производственного или складского назначения категорий А, Б и В1;
- использование негорючих материалов для устройства каркасов подвесных потолков в помещениях и на путях эвакуации (окрашенные лакокрасочными покрытиями каркасы из негорючих материалов должны иметь группу горючести НГ или Г1), а также помещений для посетителей организаций бытового и коммунального обслуживания с нерасчетным числом посадочных мест (Центры обслуживания клиентов и т.п.);
- использование материалов для отделки стен и потолков с классом пожарной опасности КМ0 и (или) КМ1 для помещений книгохранилищ и архивов, а также помещений, в которых содержатся служебные каталоги и описи;

- оснащение систем вентиляции и кондиционирования воздуха помещений АСУ ТП устройствами, обеспечивающими их отключение при пожаре, как по месту их установки, так и со щита управления;
- устройство противопожарных перегородок, из огнезащитных материалов в местах прохода кабелей из кабельных сооружений в лотки с пределом огнестойкости не менее EI 45, а также в местах разветвлений на территории ОРУ и через каждые 50 м по длине. В качестве огнезащитных покрытий строительных конструкций, кабелей и устройства кабельных проходов в стенах и фундаментах должны применяться огнезащитные материалы, имеющие сертификаты соответствия требованиям Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- устройство маслосборника силовых масляных трансформаторов, за пределами здания на ПС, оснащенных КРУЭ;
- применение объемно-планировочных решений и средств, обеспечивающих ограничение распространения пожара за пределы очага;
- применение систем коллективной защиты (в том числе противодымной) и средств защиты людей от воздействия опасных факторов пожара;
- сооружение сетей противопожарного водопровода:
 - на ПС 500 кВ и выше независимо от мощности установленных силовых трансформаторов, ПС 220-330 кВ с мощностью силовых трансформаторов 200 МВА и выше, закрытых ПС 110 кВ и выше с мощностью силовых трансформаторов 63 МВА и выше, ПС 220-330 кВ с мощностью силовых трансформаторов от 40 до 200 МВА, ПС 110-154 кВ с мощностью силовых трансформаторов 63 МВА и выше, а также на ПС с синхронными компенсаторами, для тушения пожара следует предусматривать противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней сети или от самостоятельного источника водоснабжения;
 - на ПС 220-330 кВ с мощностью силовых трансформаторов от 40 до 200 МВА, ПС 110-154 кВ с мощностью силовых трансформаторов 63 МВА и выше должен предусматриваться наружный противопожарный водопровод низкого давления с двумя противопожарными резервуарами. При согласовании с городскими службами допускается для нужд наружного пожаротушения использовать существующие сети городского водопровода;
- обеспечение контроля наличия противопожарного запаса воды в резервуарах со щита управления;
- применение высоких опор для предупреждения технологических нарушений по причине пожаров в охранной зоне ВЛ в пожароопасных районах (рекомендовано).

23. Промышленная безопасность

23.1. Основным принципом Положения в области промышленной безопасности приоритет жизни и здоровья сотрудников Общества, персонала, находящегося на опасных производственных объектах (далее ОПО) Общества и третьих лиц по отношению к результатам производственной деятельности, а также обеспечение уровня защищенности от аварий на ОПО и последствий указанных аварий в соответствии с требованиями Федеральным законом Российской Федерации от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

23.2. Для реализации требований промышленной безопасности необходимо выполнение следующих ключевых мероприятий:

- организация и осуществление производственного контроля на опасных производственных объектах за соблюдением требований промышленной безопасности;
- обеспечение получения лицензий на осуществление конкретного вида деятельности в области промышленной безопасности, подлежащего лицензированию в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- обеспечение проведения экспертизы промышленной безопасности зданий, сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, а также проведение диагностики, испытаний, освидетельствований сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, в установленные сроки;
- обеспечение получения положительного заключения экспертизы промышленной безопасности проектной документации на техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасного производственного объекта, а также осуществление регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов;
- планирование и осуществление мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах II, III класса опасности, предусмотренных пунктами 1, 4, 5 и 6 приложения 1 к № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- обеспечение заключения договоров страхования гражданской ответственности за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;
- обеспечение проведения подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности, обучения и проверки знаний персонала, обслуживающего технические устройства опасного производственного объекта;
- переоформление лицензий на эксплуатацию взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектов I, II и III классов опасности, согласно статье 22 пункту 6.1, закона № 99-ФЗ (ред. от 30.12.2015) «О лицензировании отдельных видов деятельности» в срок, не позднее 30.09.2017.
- осуществление взаимодействия по вопросам промышленной безопасности с государственными органами контроля (надзора).

24. Безопасность дорожного движения

24.1. Основной целью работы по обеспечению безопасности дорожного движения является сокращение дорожно-транспортного травматизма, снижение тяжести его последствий, а также предупреждение дорожно-транспортных происшествий и снижение тяжести их последствий, путем реализации планомерной системы мероприятий.

24.2. Для достижения основной цели должны решаться следующие задачи:

- повышение квалификации и ответственности водительского состава и персонала, отвечающего за выпуск на линию исправного транспортного средства;

- обеспечение эксплуатации транспортных средств в технически исправном состоянии в соответствии с их техническими характеристиками и назначением;
- организация практической отработки навыков управления транспортным средством, в том числе с применением специальных тренажеров, привлечением соответствующих учебных учреждений;
- реализация системы организации перевозок, исключающей возможные опасные действия водителей;
- установление минимальных требований к стажу, опыту и квалификации водителей транспортного средства с учетом соответствующего типа транспортного средства и общему стажу вождения транспортного средства - не менее трех лет;
- обеспечение предрейсового медицинского осмотра водительского состава;
- обеспечение безопасных условий работы водителей на линии;
- обеспечение условий для соблюдения водителями режима труда и отдыха (особенно при нахождении в командировках);
- снижение тяжести последствий дорожно-транспортных происшествий путем обеспечения транспортных средств устройствами пассивной безопасности;
- организация управления деятельностью по обеспечению безопасности перевозок;
- стажировка на рабочем месте, с закреплением водителя за конкретным автомобилем;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, приемам оказания первой помощи при дорожно-транспортных происшествиях;
- оповещение водителей об ухудшении погодных условий и запрет выезда за пределы населенного пункта;
- обучение ответственного за безопасность движения;
- прохождение периодического медосмотра.

25. Требования к практическому обучению производственного персонала

25.1. Практическое обучение производственного персонала⁵ направлено на эффективное кадровое обеспечение задач Положения, приобретение работниками новых или совершенствование имеющихся навыков безопасного выполнения работ и осуществляется в целях:

- обеспечения соответствия производственного персонала требованиям к профессионально важным знаниям, навыкам и компетенциям, определяемым профессиональными стандартами и соответствующими регламентирующими документами, согласно уровням должностей и видам деятельности работников;
- обеспечения безопасности деятельности персонала при работе на объектах электроэнергетики;
- обеспечения опережающего обучения персонала для строящихся, расширяемых, реконструируемых и технически перевооружаемых объектов ЭСК.

25.2. Под практическим обучением производственного персонала понимается реализация активных форм обучения, включая отработку практических навыков на базе учебно-тренировочных полигонов, тренажерных комплексов, автоматизированных (виртуальных) обучающих систем, образцов оборудования; прохождение стажировок, дублирования; проведение учебных противоаварийных и противопожарных тренировок.

Организация практического обучения в компаниях ЭСК осуществляется с учетом следующих требований:

- обучение производственного персонала осуществляется на основе системности, своевременности, последовательности;
- обязательность включения блока практического обучения во все программы подготовки производственного персонала;
- обеспечение комплексного подхода к подготовке производственного персонала в части использования активных и академических форм обучения;
- приоритетность обучения работников правилам охраны труда и производственной безопасности, приемам безопасного выполнения работ на объектах электроэнергетики;
- обеспечение основных потребностей в подготовке производственного персонала силами корпоративных учебных центров, а при их отсутствии - лицензированными в области дополнительного профессионального образования организациями – партнерами в соответствующих регионах, отвечающих требованиям к оснащению учебного процесса и преподавательскому составу;
- соответствие программ обучения производственного персонала действующим профессиональным стандартам и/или квалификационным требованиям в части требований к обучению работников, их знаниям и умениям;
- обеспечение соответствия разрабатываемых программ обучения производственного персонала особенностям технологий, оборудования и организации производства в компании;
- обеспечение необходимого уровня материально-технической базы практического обучения производственного персонала, в том числе соответствия оснащения учебно-тренировочных полигонов требованиям, приведенным в Приложении к настоящему Положению;

⁵ Персонал производственных отделений, районов, подстанций, групп подстанций, территориальных производственных подразделений или отдельные работники исполнительных аппаратов компаний, аппаратов управления филиалов, которые в соответствии со штатным расписанием, должностной инструкцией заняты реализацией основных видов деятельности компании и являются непосредственными исполнителями работ.

- ключевое направление развития практического обучения производственного персонала - разработка и внедрение автоматизированных (виртуальных) обучающих систем и моделей основных производственных процессов ЭСК;
- заключение договоров с поставщиками электросетевого оборудования и технологий на условиях организации обучения персонала работе на новом оборудовании, обеспечения возможности отработки навыков эксплуатации и ремонта на обучающих ресурсах;
- оценка эффективности практического обучения производственного персонала на регулярной основе с учетом достижения целей практического обучения, а также результатов проведения контрольных противоаварийных и противопожарных тренировок, соревнований профессионального мастерства, в том числе по методике WorldSkills, профессиональных конкурсов.

25.3. Реализация задач технической политики в области практического обучения производственного персонала определяется положениями Кадровой и социальной политики ПАО «Россети» (утверждена решением Совета директоров ПАО «Россети» от 17.06.2014, протокол №158 от 20.06.2014).

26. Технический надзор в отношении объектов электросетевого комплекса

26.1. Целями технического надзора являются:

- реализация основных требований Положения и стратегических документов Общества по повышению надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, эффективности и безопасности ЭСК,
- разработка и реализация мероприятий по предупреждению аварий (технологических нарушений), пожаров и несчастных случаев на объектах ЭСК;

26.2. Технический надзор осуществляется по следующим основным направлениям:

- надзор за реализацией Положения;
- надзор за производственной безопасностью (охрана труда, пожарная, промышленная и экологическая безопасность);
- надзор за техническим состоянием и эксплуатацией действующих объектов электроэнергетики, включая контроль за реализацией программ по энергоэффективности и энергосбережению;
- надзор за объектами нового строительства, реконструкции и технического перевооружения.

26.3. Технический надзор на объектах ДЗО Общества осуществляется Филиалом Общества - Центр технического надзора (далее - ЦТН).

26.4. Результаты проверок, проводимых в рамках осуществления технического надзора, оформляются актом-предписанием или оперативным предписанием, которые являются обязательными для исполнения ДЗО Общества, включая их обособленные подразделения (филиалы).

26.5. Порядок оформления и форма документов, оформляемых по результатам проводимых проверок, единые для всех ДЗО Общества, устанавливается ОРД Общества;

26.6. Работники ЦТН, организующие и осуществляющие технический надзор, имеют право в том числе:

- осуществлять плановые и по поручению руководства Общества внеплановые проверки объектов ДЗО Общества;
- участвовать в комиссиях по расследованию причин технологических нарушений, пожаров и несчастных случаев, произошедших на объектах ДЗО Общества;
- проводить контроль выполнения противоаварийных и других мероприятий, указанных в актах расследования технологических нарушений (аварий), пожаров, несчастных случаев и направленных на их недопущение. Порядок расследования технологических нарушений (аварий), пожаров, и несчастных случаев на предприятиях общества, оформления результатов расследования устанавливается Обществом;
- беспрепятственно посещать проверяемые объекты при выполнении функций по осуществлению надзорной деятельности;
- запрашивать в ДЗО Общества необходимую информацию по вопросам осуществляемых проверок;
- выдавать руководителям проверяемых ДЗО Общества обязательные для исполнения предписания, направленные на предотвращение, прекращение неправильных действий или устранение выявленных нарушений установленных требований нормативно-технических и организационно-распорядительных документов Общества, а также требовать отчеты об их исполнении;
- выдавать руководителям ДЗО Общества оперативные предписания о выводе из работы оборудования и сооружений при наличии угрозы, а также рисков для безопасности персонала и сторонних лиц, повреждения указанных объектов, сохранности другого оборудования;
- приостанавливать производство работ, в том числе на объектах капитального строительства, реконструкции и технического перевооружения ДЗО Общества, в случаях

выявления нарушений работниками ДЗО Общества требований правил охраны труда, пожарной, промышленной и экологической безопасности, если эти нарушения угрожают безопасности жизни и здоровья людей, целостности (сохранности и работоспособности) оборудования и безопасности окружающей среды;

- проводить внезапные проверки бригад, выполняющих работы на объектах ЭСК;

- принимать участие в проверке организации и проведения дней охраны труда, противоаварийных и противопожарных тренировок;

- проводить проверку исполнения обязанностей по СУОТ и СВТК должностными лицами;

- участвовать в работе комиссий по проверке готовности ДЗО к работе в особые периоды (паводковый, пожароопасный, грозовой, осенне-зимний и т.п.);

- участвовать в работе комиссий по проверке знаний работников ДЗО общества и их филиалов;

- разрабатывать предложения, направленные на предупреждение и устранение нарушений требований нормативных правовых актов в области производственной безопасности, технической эксплуатации и работы с персоналом, в том числе по привлечению к ответственности лиц, допустивших нарушения.

27. Безопасность и антитеррористическая защищенность объектов электросетевого комплекса

27.1. Обеспечение антитеррористической защищенности объектов ЭСК осуществляется в соответствии с требованиями Федерального закона от 21.07.2011 № 256 «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».

27.2. Организация физической охраны, оснащение объектов ЭСК инженерно-техническими средствами охраны определяются и реализуются в соответствии с требованиями Федерального законодательства, Приказов Министерства энергетики России, организационно распорядительной документации Общества.

27.3. Обеспечение безопасности объектов ЭСК осуществляется путем определения угроз совершения актов незаконного вмешательства и их предупреждения, а также путем категорирования объектов, разработки и реализации мер по созданию системы физической их защиты.

27.4. При реализации указанного комплекса мер в целях обеспечения бесперебойного и эффективного функционирования ЭСК должны использоваться передовые технологии безопасности.

27.5. Проектирование и создание систем ИТСО должно осуществляться на основании типовых технических решений.

27.6. В состав ИТСО должны входить:

- инженерно-технические средства защиты (инженерные заграждения, инженерные средства и сооружения, контрольно-пропускные пункты);
- технические средства охраны (система охранной сигнализации, система тревожной сигнализации, система охранная телевизионная, система контроля и управления доступом; система сбора и обработки информации, технические средства досмотра);
- вспомогательные системы (система оповещения, система охранного освещения, система электропитания).

27.7. Целевой моделью является объединение всех подсистем ИТСО в единую систему управления безопасностью объектов ЭСК.

27.8. ИТСО предназначены для предотвращения актов незаконного вмешательства в функционирование объектов ЭСК, своевременного обнаружения и пресечения посягательства на целостность и безопасность охраняемого объекта.

27.9. Основные требования к ИТСО:

- ИТСО предназначены:
 - для создания физических преград несанкционированным действиям в отношении объекта;
 - для создания препятствий на пути движения (пути отхода) нарушителя или затруднения (задержки) его продвижения к уязвимым местам, критическим элементам;
 - для обеспечения прохода в охраняемую зону только в установленных точках (пунктах) доступа;
 - для обозначения границ охраняемых зон и предупреждения об ответственности за нарушение прав собственности;
 - для защиты обслуживающего персонала и посетителей объекта.
- ИТСО должны обеспечивать:
 - обнаружение несанкционированного проникновения нарушителя в зону обнаружения техническими средствами охраны с вероятностью не ниже 0,95;
 - выдачу извещения о неисправности при повреждении охранных извещателей, цепей их электропитания и каналов связи с приемно-контрольными приборами;

- сохранение работоспособного состояния при воздействии неблагоприятных факторов окружающей среды, соответствующих климатической зоне, в которой эксплуатируется объект;
- восстановление работоспособного состояния после воздействия неблагоприятных факторов окружающей среды, предусмотренных технической документацией изготовителей;
- сохранение работоспособного состояния при отключении основной сети электроснабжения в течение времени, соответствующего требованиям к системе электропитания.

28. Информационная безопасность

28.1. Цели и задачи информационной безопасности

28.1.1. Основными целями Положения в области обеспечения информационной безопасности ЭСК являются:

- создание условий для устойчивого функционирования ЕЭС России в части безопасного управления объектами ЭСК;
- повышение безопасности объектов ЭСК при применении современных информационных технологий;
- защита интересов субъектов ЭСК путём предотвращения возможности нанесения ущерба или причинения иного вреда субъектам информационных отношений в результате нарушения установленных режимов обработки информации ограниченного доступа, уничтожения, искажения и блокирования информации, используемой для принятия управленческих решений.

28.1.2. Для достижения целей обеспечения информационной безопасности ЭСК требуется решение следующих основных задач:

- создание вертикально интегрированной комплексной системы информационной безопасности;
- прогнозирование, выявление и оценка угроз информационной безопасности и их источников;
- разработка и внедрение современных методов и средств обеспечения информационной безопасности;
- организация контроля состояния и оценки эффективности системы обеспечения информационной безопасности и реализация мер по её совершенствованию;
- поддержание системы обеспечения информационной безопасности в состоянии, устойчивом к существующим и вновь выявляемым угрозам в информационной сфере.

28.1.3. Реализация указанных задач позволит достичь целевой модели комплексной системы информационной безопасности ЭСК

28.2. Основные принципы развития

28.2.1. Основными принципами развития комплексной системы информационной безопасности ЭСК является формирование доверия к автоматизированным системам, и обрабатываемой в них информации в условиях работы в недоверенной среде и высокого потенциала нарушителя, и не пересечения функционала по созданию, модернизации и эксплуатации автоматизированных систем и обеспечению информационной безопасности на указанных этапах жизненного цикла автоматизированных систем.

28.2.2. Указанные принципы реализуются посредством разработки требований к встроенным средствам защиты информации корпоративных и технологических АСУ ЭСК Общества и ДЗО, и процессам управления информационной безопасностью для обеспечения условий, при которых создание, модернизация и применение на объектах ЭСК Общества и ДЗО корпоративных и технологических АСУ и оборудования, являющегося частью указанных систем не влечет к возникновению угроз информационной безопасности или снижению уровня защищенности объектов ЭСК от деструктивных воздействий извне, а напротив, значительно увеличивало способность противостоять им с одновременным сокращением финансовых, материальных и трудовых ресурсов, затрачиваемых на обеспечение информационной безопасности ЭСК, посредством реализации в составе автоматизированных систем и оборудовании функций и механизмов безопасности.

28.2.3. Это становится возможным за счет установления единых и прозрачных критериев оценки возможности применения на объектах ЭСК Общества и ДЗО тех или

иных автоматизированных систем и их подсистем, включая оборудование с позиции обеспечения информационной безопасности.

28.2.4. Акцент в деятельности информационной безопасности при создании новых или модернизации старых электросетевых объектов, включая автоматизированные системы и их подсистемы в краткосрочной перспективе должен сместиться в сторону защиты конечных автоматизированных систем и АРМ.

28.3. Основные технические требования

28.3.1. Основной единицей доверия принимается сертификат открытого ключа и связанный с ним закрытый ключ, изготовленный удостоверяющим центром Общества, размещенный на защищенном от копирования ключевом носителе.

28.3.2. Составные элементы ИС / АСТУ с т.з. объектов защиты информации:

- автоматизированные рабочие места,
- промышленные серверы,
- телекоммуникационное оборудование,
- каналы связи,
- протоколы передачи данных,
- программируемые логические контроллеры, исполнительные устройства с установленным микропрограммным обеспечением,
- программное обеспечение (в том числе микропрограммное, общесистемное, прикладное),
- средства защиты информации.

28.3.3. Комплекс организационных и технических мер защиты информации в автоматизированных системах должен предусматривать:

- идентификацию и аутентификацию субъектов доступа и объектов доступа;
- управление доступом субъектов доступа к объектам доступа;
- ограничение программной среды;
- защиту машинных носителей информации;
- регистрацию событий безопасности;
- антивирусную защиту;
- обнаружение (предотвращение) вторжений;
- контроль (анализ) защищенности информации;
- целостность автоматизированной системы управления и информации;
- доступность технических средств и информации;
- защиту среды виртуализации;
- защиту технических средств и оборудования;
- защиту автоматизированной системы и ее компонентов;
- безопасную разработку прикладного и специального программного обеспечения;
- управление обновлениями программного обеспечения;
- планирование мероприятий по обеспечению защиты информации;
- обеспечение действий в нештатных (непредвиденных) ситуациях;
- информирование и обучение персонала;
- анализ угроз безопасности информации и рисков от их реализации;
- выявление инцидентов и реагирование на них (управление инцидентами);
- управление конфигурацией автоматизированной системы управления и ее системы защиты.

28.3.4. Принимаемые организационные и технические меры защиты информации не должны оказывать отрицательного влияния на штатный режим функционирования автоматизированной системы управления. Выбор средств защиты информации осуществляется с учетом их стоимости, совместимости с программным обеспечением и

техническими средствами, функций безопасности этих средств и особенностей их реализации.

28.3.5. Для наиболее критичных автоматизированных систем управления рекомендуется организовать авторизованный ввод управляющих команд в АСТУ двумя работниками с последующей программной сверкой результатов ввода на совпадение (принцип «двойного управления»).

28.3.6. В качестве основных технических механизмов при обеспечении информационной безопасности автоматизированных систем должны выступать:

- строгая многофакторная идентификация и аутентификация взаимодействующих субъектов и объектов, включая связи между объектами на базе основной единицы доверия;
- электронная подпись и криптографическая защита данных, передаваемых по каналам связи, от перехвата и модификации;
- разграничение доступа на всех технологических уровнях (физический, сетевой и т.д.);
- централизованная регистрация событий безопасности по защищенным каналам;
- встроенные механизмы резервирования и восстановления конфигурации и данных.

28.3.7. В качестве защищенных сетевых протоколов должны применяться протокол TLS 1.3 и выше, защита каналов сетей передачи данных должны формироваться с соблюдением стандарта протокола IPSec (RFC 2401 – RFC2412, RFC2451), стандарта IKE (RFC2409) с использованием сертификатов X.509 v3 (RFC2459), с поддержкой возможности подключения удаленных пользователей с использованием технологий TLS VPN. При этом обеспечение доступа к сети не должно являться основанием для доступа к автоматизированным системам с применением незащищенных механизмов.

28.3.8. В качестве защиты сетевых протоколов беспроводной передачи данных по стандарту IEEE 802.11 использовать алгоритм шифрования WPA2.

28.3.9. Передача событий безопасности в системы мониторинга информационной безопасности должны осуществляться с применением защищенных сетевых протоколов.

28.3.10. При использовании криптографических средств защиты информации (включая реализацию защищенных каналов и сетевых протоколов) допускается применение только российских стандартов криптографии (а также действующие на момент формирования или реализации требований по информационной безопасности обновлений указанных стандартов): ГОСТ Р 34.10-2012, ГОСТ Р 34.11-2012.

28.3.11. Формирование требований к защите информации в автоматизированных системах управления предприятием, оперативно-технологического управления, технологического управления в защищенном исполнении осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения», ГОСТ Р 51624 «Защита информации. Автоматизированные системы в защищенном исполнении. Общие требования», и стандартов организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.01.147 – 2013 - СТО 56947007-29.240.01.151 - 2013.

28.3.12. Разработка автоматизированных систем в защищенном исполнении осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 56939-2016 «Разработка безопасного ПО» ГОСТ 34.601, ГОСТ Р 51583, ГОСТ Р 51624 и стандартов организации.

28.3.13. Результаты проектирования системы защиты автоматизированной системы управления отражаются в проектной документации (эскизном (техническом) проекте и (или) в рабочей документации) на автоматизированную систему управления (систему защиты автоматизированной системы управления), разрабатываемых с учетом ГОСТ 34.201 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы.

Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем» (далее – ГОСТ 34.201) и стандартов организации.

28.3.14. Защита сети связи осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 62443 Сети коммуникационные промышленные. Защищенность (кибербезопасность) сети и системы.

28.3.15. Защита информации при использовании технологий виртуализации осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 56938-2016 «Защита информации при использовании технологии виртуализации»

28.3.16. Требования по обеспечению безопасности персональных данных определены Постановлением Правительства РФ № 1119 от 1 ноября 2012 года в зависимости от требуемого уровня защищенности персональных данных при их обработке в ИС / АСУ. Защита ПДн обеспечивается в соответствии с Составом и содержанием организационных и технических мер по обеспечению безопасности персональных данных при их обработке в ИС / АСУ, утвержденных приказом ФСТЭК России от 18 февраля 2013 г. № 21.

28.3.17. Требования по обеспечению безопасности государственной тайны определены Приказом ФСТЭК России от 11 февраля 2013 г. N 17

28.3.18. Требования в отношении функциональной безопасности автоматизированных систем управления предприятием, оперативно-технологического управления, технологического управления должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 61508-1-2012, 61508-2-2012, 61508-3-2012.

28.3.19. Должны применяться средства защиты информации, прошедшие оценку соответствия в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

28.3.20. В составе автоматизированных систем технологического управления, оперативно-технологического управления должны применяться операционные системы общего назначения, прикладное программное обеспечение, программное обеспечение для диагностики и наладки, встраиваемые операционные системы и встроенное программное обеспечение устройств, передающих сигналы телеизмерения, телесигнализации и (или) формирующих управляющие команды и (или) допускающих удаленное конфигурирование и параметрирование, операционные системы реального времени прошедшие оценку соответствия в системе сертификации ФСТЭК России на соответствие заданию по безопасности (ГОСТ ИСО/МЭК 15408) по классам ОУД 4 и НДВ 4.

28.4. Оценка соответствия по требованиям информационной безопасности

28.4.1. Оценка соответствия закупаемого оборудования и систем проводится в рамках Системы аттестации в электросетевом комплексе (п.36).

28.4.2. Под аттестатом понимается документ, подтверждающий эффективность принятых Оператором организационно-технических мер защиты. Этот термин вводится в пункте 4 части 2 статьи 19 ФЗ-152.

28.4.3. Аттестация ИС / АСУ, обрабатывающих общедоступные данные не требуется.

28.4.4. Аттестация ИС / АСУ, обрабатывающих ПДн, проводится по решению заказчика на предмет оценки эффективности принимаемых мер по обеспечению безопасности персональных данных.

28.4.5. Аттестация ИС / АСУ, обрабатывающих ПДн, по требованиям безопасности информации проводится организацией, имеющей право на деятельность в области технической защиты конфиденциальной Информации. ФЗ-152

28.4.6. Аттестация ИС / АСУ, обрабатывающих гостайну или взаимодействующих с ГИС проводится в обязательном порядке на предмет оценки эффективности принимаемых мер по обеспечению безопасности информации.

28.4.7. Аттестация ИС / АСУ, обрабатывающих гостайну или взаимодействующих с ГИС проводится органом по аттестации. Приказ ФСТЭК России от 11.02.2013 №17

28.4.8. Аттестация автоматизированных систем технологического управления на соответствие требованиям по защите информации в части применяемых операционных систем общего назначения, прикладного программного обеспечения, программного обеспечения для диагностики и наладки, телекоммуникационного оборудования, встраиваемых операционных систем и встроенного программного обеспечения устройств, передающих сигналы теленаблюдения и (или) формирующих управляющие команды, операционных систем реального времени проводится испытательными лабораториями в системе сертификации ФСТЭК России на соответствие заданию по безопасности (ГОСТ ИСО/МЭК 15408) по классам ОУД 4 и НДВ 4.

28.4.9. Оценочный уровень доверия 4 (ОУД4) предусматривает методическое проектирование, тестирование и просмотр. Анализ поддерживается независимым тестированием ФБО, свидетельством разработчика об испытаниях, основанных на функциональной спецификации и проекте верхнего уровня, выборочным независимым подтверждением результатов тестирования разработчиком, анализом стойкости функций, свидетельством поиска разработчиком уязвимостей и независимым анализом уязвимостей, демонстрирующим противодействие попыткам проникновения нарушителей с низким потенциалом нападения. 4-й уровень доверия (НДВ 4) предполагает мероприятия только по статическому анализу ПО.

28.4.10. В дальнейшем, в процессе переаттестации, в зависимости от степени модернизации сертифицированного образца, допускается декларирование производителем соблюдения требований к безопасности первоначального изделия.

28.5. Ограничения по применению технологий/оборудования

28.5.1. В краткосрочной перспективе должны быть исключены механизмы аутентификации в автоматизированных системах и их подсистемах на основе паролей.

28.5.2. Механизмы идентификации и аутентификации должны реализовываться автономными модулями, реализованными непосредственно в автоматизированных системах.

28.5.3. При реализации технических мер защиты информации не допускается применение алгоритма криптографического хеширования SHA-1.

30.5.4. Системы и устройства, сертифицированные по классу НДВ 4 и выше, не должны применяться при обработке информации, составляющей государственную тайну

29. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности

29.1. Положение в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности направлено на реализацию требований законодательства Российской Федерации в данной сфере, всестороннее техническое обеспечение достижения стратегических целей и задач ЭСК в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, рациональное использование природных и топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) при осуществлении производственной и хозяйственной деятельности.

29.2. Стратегическими целями электросетевого комплекса в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности являются:

- сокращение операционных издержек, выявление и устранение непроизводительных расходов (снижение потерь электрической энергии, сокращение расходов ТЭР и природных ресурсов на производственные и хозяйственные нужды, а также снижение расхода моторного топлива автотранспортом и спецтехникой);
- достижение целевых индикаторов и показателей энергетической эффективности, принятых в программах энергосбережения и повышения энергетической эффективности ДЗО;
- построение эффективной системы управления деятельностью в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с лучшими мировыми практиками.

29.3. Достижение стратегических целей ЭСК в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности должно обеспечиваться посредством решения следующих основных задач:

- разработки и освоения инновационных и энергоэффективных технологий в области передачи и распределения электрической энергии;
- применения современного электротехнического оборудования;
- внедрения инновационных пилотно-демонстрационных проектов, обеспечивающих повышение энергетической эффективности ЭСК с целью дальнейшего их масштабирования, а также внедрения типовых технических решений;
- внедрения энергоэффективных технологий, оборудования, материалов и управленческих практик по результатам анализа передового отечественного и зарубежного опыта;
- совершенствования нормативно-технической базы, разработки внутренних регламентов и стандартов организаций ЭСК в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- оптимизации систем управления бизнес-процессами, связанными с энергосбережением и повышением энергетической эффективности;
- развития энергосервисной деятельности.

29.4. Реализация целей и задач в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности должна осуществляться с использованием следующих основных инструментов:

- внедрением в ДЗО Общества системы энергетического менеджмента в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 50001-2012.
- проведением обязательных энергетических обследований в ДЗО Общества;
- реализацией и контролем исполнения программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности (ПЭСБ);
- последовательным выполнением мероприятий из перечня проектов в области энергосбережения и повышением экономической эффективности, предусмотренных к реализации в рамках энергосервисных договоров (ПЭСПр);
- популяризации принципов энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

29.5. В рамках внедрения системы энергетического менеджмента должна разрабатываться необходимая нормативная документация, регламентирующая основные процедуры в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и включающая в себя:

- формирование, утверждение, мониторинг исполнения и корректировку ПЭСБ;
- проведение энергетического анализа балансов электрической энергии с одновременной оценкой технического состояния электросетевых активов;
- мониторинг и оценка показателей (индикаторов) энергетической эффективности.

29.6. Проведение энергетических обследований должно обеспечить достоверность при определении фактических расходов ТЭР, получение и актуализацию информации о резерве снижения расхода ТЭР, а также сформировать тренды по направлениям реализации потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

29.7. ПЭСБ формируемая на основе результатов проведенного энергетического обследования, должна включает в себя:

- перечень мероприятий, внедрение которых, обеспечивает снижение потерь электрической энергии и расходов ТЭР, с определением источников финансирования, обоснованием технической возможности и экономической целесообразности их реализации;
- динамику изменения объемов потребления ТЭР с учетом планируемых к реализации мероприятий;
- значения целевых показателей на 5-летний период по всем видам потребляемых ТЭР с учетом планируемых к реализации мероприятий;
- по объектный перечень мероприятий филиалов ДЗО Общества в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, обеспечивающих достижение заданных целевых показателей.

29.8. Перечень целевых показателей по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в целом по Обществу установлен законодательными актами Российской Федерации и регламентирующими документами Общества и ДЗО.

29.9. Значения Целевых показателей по энергосбережению и повышению энергетической эффективности по каждой ДЗО устанавливаются бизнес-планами ДЗО и программами энергосбережения и повышения энергетической эффективности с учетом целевых показателей в целом по Обществу.

29.10. Реализация энергосервисных проектов должна осуществляться в соответствии с ПЭСПр, утверждаемыми решениями Советов директоров ДЗО Общества.

29.11. Энергетические обследования в ДЗО должны проводиться 1 раз в 5 лет в соответствии с законодательством Российской Федерации.

29.12. Система энергетического менеджмента должна быть внедрена в исполнительном аппарате общества и его ДЗО на всех уровнях.

29.13. Детализированные направления реализации мероприятий по повышению энергетической эффективности и энергосбережению отражены в Политике инновационного развития энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Россети» утвержденной Советом директоров ПАО «Россети», протокол от 23.04.2014 №150.

30. Импортозамещение

30.1. Импортозамещение, как тип экономической стратегии и промышленной политики государства, направлено на замену импорта промышленных товаров, пользующихся спросом на внутреннем рынке, товарами национального производства.

30.2. Импортозамещение служит как механизм инновационного развития энергетики и смежных отраслей и как механизм развития отечественного энергомашиностроения, электротехнической промышленности и отраслевой и фундаментальной науки для обеспечения технологической безопасности Российской Федерации.

30.3. В рамках реализации импортозамещения Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.07.2015 №719 определены требования к промышленной продукции, предъявляемые в целях ее отнесения к продукции, произведенной в Российской Федерации.

30.4. Энергетическая стратегия России, устанавливает целевые показатели уровня развития импортозамещающих производств в отрасли.

30.5. Приказом Минпромторг России от 31.03.2015 №653 утвержден «План мероприятий по импортозамещению в отрасли энергетического машиностроения, кабельной и электротехнической промышленности Российской Федерации, устанавливающий приоритетные группы оборудования и целевой показатель доли импорта в закупках к 2020 году».

30.6. Реализация импортозамещения в электросетевом комплексе на основе развития компетенций отечественных производителей и трансфера технологий осуществляется путем:

- формирования условий для обеспечения ЭСК современным отечественным оборудованием;
- выявления современных и инновационных технологий, необходимых для реализации Положения, их трансфер с обеспечением требуемого уровня локализации производства и НИОКР.

30.7. Основные направления импортозамещения в Обществе, стимулирующие развитие отечественного научного и производственного электротехнического потенциала, должны быть реализованы:

- в рамках инвестиционных и ремонтных программ Общества за счет увеличения степени участия уже существующих отечественных производителей и их продукции;
- в рамках программ инновационного развития ДЗО Общества путем создания условий для разработки и внедрения в электросетевом комплексе новых образцов электротехнической продукции.

30.8. В рамках реализации импортозамещения должна проводиться работа по минимизации использования импортного оборудования и материалов при формировании проектных решений и технических заданий. Использование импортной продукции должно быть возможным только в случаях крайней необходимости, когда расчет параметров сети/объекта требуют применения импортного оборудования, не имеющего аналогов отечественного производства.

30.9. Одним из направлений реализации импортозамещения является типизация применяемого в электросетевом комплексе оборудования за счет разработки и внедрения стандартов организации на электротехническую продукцию, с целью учета производственных возможностей отечественных производителей и исключения избыточных требований к оборудованию, приводящих к необходимости закупать импортное оборудование.

30.10. Не менее важным направлением деятельности при реализации импортозамещения выступает работа по унификации технических требований к

оборудованию за счет централизации закупок основного электротехнического оборудования для нужд ДЗО Общества на уровне управляющей компании.

30.11. В рамках развития сотрудничества с мировыми производителями электротехнической продукции необходимо обеспечить развитие локализации производства высокотехнологичного оборудования и компонентов на территории Российской Федерации. Одним из ключевых методических вопросов локализации производства оборудования является выработка принципов и критериев оценки допустимого уровня локализации, способствующего развитию отечественной промышленности.

30.12. Реализация указанных мероприятий позволит значительно сократить сроки от разработки до внедрения в эксплуатацию новейших передовых отечественных технологий, а также сократить долю используемого импортного оборудования и материалов на объектах ЭСК.

30.13. Импортозамещение в электросетевом комплексе является инструментом реализации долгосрочной стратегии развития Общества при условии наличия реальных механизмов. При этом применение импортозамещающей продукции должно основываться на экономической целесообразности. Вновь осваиваемые товары должны соответствовать лучшим импортным аналогам по потребительским свойствам, техническим характеристикам, выполняемым функциям, дизайну и ценовым показателям.

31. Долгосрочная инвестиционная программа

31.1. Формирование инвестиционной программы основано на принципах прозрачности и достоверности информации, эффективности принимаемых инвестиционных решений, обеспечения надежности и доступности электроснабжения потребителей.

31.2. Период планирования инвестиционной программы составляет не менее 5 лет и может быть более длительным с учетом периода тарифного регулирования.

31.3. Инвестиционная программа формируется в соответствии с:

31.3.1.1. Источниками финансирования инвестиционной программы, сформированными с учетом параметров тарифного регулирования.

31.3.1.1.1. Источники финансирования инвестиционных программ ДЗО формируются экономическим блоком Общества и доводятся до ДЗО в соответствии с Методикой расчета источников финансирования инвестиционных программ ДЗО ПАО «Россети» (Распоряжение ПАО «Россети» от 28.07.2014 №176р) и Регламентом согласования объемов и источников финансирования инвестиционных программ (Распоряжение ПАО «Россети» от 28.07.2014 № 317р).

31.3.2.1. Ранжированными по степени важности перечнями инвестиционных проектов.

31.3.2.1.1. Перечни инвестиционных проектов по всем направлениям деятельности сетевой компании, включая перечни проектов, обеспечивающие развитие, надежность, технологическое присоединение, учет электроэнергии, НИОКР, инновации, безопасность, консолидацию электросетевых активов, автоматизацию и связь и др. формируются техническими блоками ДЗО.

31.3.2.1.2. На этапе формирования перечней инвестиционных проектов проводится проверка их соответствия техническим требованиям, в том числе настоящего Положения, стандартам ПАО «Россети» и отраслевой НТД, программе инновационного развития ДЗО Общества, проведенной, централизованной на базе Общества аттестации оборудования и материалов.

31.3.2.1.3. Перечень инвестиционных проектов содержит по каждому объекту значения целевых и количественных показателей инвестиционной программы и информацию, предусмотренную стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24 и от 01.21.2009 № 977, приказами Минэнерго России от 05.05.2016 № 380 и от 14.03.2016 № 177, а также организационно-распорядительными документами Общества.

31.3.2.1.4. Сформированные ДЗО перечни инвестиционных проектов, ранжируемые исходя из целевых и количественных показателей инвестиционной программы, до направления в инвестиционный блок ДЗО утверждаются уполномоченным органом управления ДЗО (Правлением, Приказом, Распоряжением) по согласованию с курирующим направление Заместителем Генерального директора Общества.

31.3.3.1. Целевыми и количественными показателями инвестиционной программы.

31.3.3.1.1. Целевые и количественные показатели инвестиционной программы, включающие стоимостной эффект, утверждаются Правлением Общества по предложению профильных Заместителей Генерального директора Общества в разрезе ДЗО и в целом по Обществу.

31.3.3.1.2. Отбор инвестиционных проектов для включения в инвестиционную программу из перечней осуществляется исходя из достижения установленных Правлением Общества целевых и количественных показателей инвестиционной программы, включая показатели надежности и качества, утверждаемые регулирующими органами, индекса технического состояния, загрузки мощностей, потерь электроэнергии, снижения стоимости инвестиционных проектов и количественных показателей инвестиционной программы,

утвержденных приказом Минэнерго России от 14.03.2016 № 177, а также организационно-распорядительными документами Общества.

31.3.3.1.3. Включение в инвестиционную программу проектов осуществляется в соответствии со Сценарными условиями формирования инвестиционных программ, утверждаемых Советами директоров ДЗО, которые определяют условия, критерии и приоритеты включения инвестиционных проектов в инвестиционные программы.

31.3.3.1.4. При формировании инвестиционной программы не допускается превышение объема доведенных источников финансирования.

32. Реализация проектов нового строительства и реконструкции электросетевого комплекса

32.1. Проектирование объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции

32.1.1. Разработка проектной документации выполняется на основании согласованного и утвержденного заказчиком в установленном порядке задания на проектирование строительства и реконструкции объектов электросетевого хозяйства, содержащего основные требования к характеристикам проектируемого объекта, объему инженерных изысканий, срокам и этапности разработки проектной документации, выделению этапов строительства, необходимости получения согласований и заключений экспертных органов, а также на основе нормативных правовых актов и действующих нормативных документов, принятых к использованию в электросетевой компании-заказчике проектной документации:

- технических регламентов;
- национальных, отраслевых и корпоративных стандартов, методик, положений, а также международных стандартов качества;
- указаний, распоряжений, приказов и других организационно-распорядительных документов, обязательных при проектировании объектов заказчика.

В качестве основы для разработки проектной документации должны учитываться требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, в том числе требования к:

- функционированию электроэнергетических систем, в том числе к обеспечению устойчивости и надежности электроэнергетических систем, режимам и параметрам работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, релейной защите и автоматике, включая противоаварийную и режимную автоматику;
- функционированию объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок;
- планированию развития электроэнергетических систем;
- безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок;
- подготовке работников в сфере электроэнергетики к работе на объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках.

32.1.2. Основой для разработки задания на проектирование электросетевых объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции является совокупность документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации:

- федеральная целевая программа, программа развития субъекта Российской Федерации;
- инвестиционная программа электросетевой компании;
- схема и программа развития ЕЭС России;

- схемы и программы развития субъектов РФ;
- технические условия и договор об осуществлении технологического присоединения новых энергопринимающих устройств к электрическим сетям
- поручение Правительства Российской Федерации и т.д.

32.1.3. При разработке задания на проектирование должны, в том числе, учитываться:

- рекомендации внестадийных работ;
- технические решения по существующим, сооружаемым и проектируемым объектам, смежным с объектом проектирования;
- требования технических условий на осуществление технологического присоединения энергоустановок потребителей (объектов генерации);
- требования технических условий к размещению проектируемых электросетевых объектов;
- технические требования по оценке воздействия проектируемых сетевых объектов на окружающую среду;
- угрозы террористических и кибератак на электросетевые объекты;
- требования к энергетической эффективности.

32.1.4. При разработке проектной документации, наряду с обоснованно применяемыми типовыми решениями и решениями повторного применения, должны применяться индивидуальные, вновь разрабатываемые технические решения с обязательной их проверкой соответствующими расчетами, а при необходимости и специальными испытаниями.

32.1.5. В проектной документации должны прорабатываться различные варианты технических решений с учетом основных направлений Положения, выполняться необходимые сравнения вариантов по критерию минимума дисконтированных затрат в течение всего жизненного цикла объекта (проектирование, строительство, реконструкция, эксплуатация, демонтаж и утилизация) с выбором предпочтительного по критерию технико-экономической эффективности. Варианты, выбираемые для сравнения должны учитывать технические решения, описанные в программах инновационного развития ДЗО и Общества, а также в ПЭСБ.

32.1.6. Проектирование электросетевых объектов предусматривает разработку проектной и рабочей документации.

32.1.7. Проверка соответствия содержащихся в разрабатываемой проектной документации технических решений требованиям Положения осуществляется:

- на этапе рассмотрения, согласования и утверждения основных (ценообразующих) технических решений (в случае выделения такого этапа);
- при согласовании разработанной проектной документации в полном объеме до ее передачи на рассмотрение в органы экспертизы;
- перед выдачей рабочей документации в «производство работ».

32.1.8. Экспертиза проектной документации и результатов инженерных изысканий осуществляется уполномоченными на это экспертными организациями в соответствии с требованиями действующих нормативных правовых актов Российской Федерации.

32.2. Обеспечение соответствия требованиям по надежности, безопасности вводимых объектов капитального строительства

32.2.1. Задачами капитального строительства в рамках Положения являются:

- снижения количества технологических нарушений, и как следствие недоотпуск электроэнергии, связанных с некачественным строительством;
- обеспечение соответствия построенных объектов капитального строительства требуемым техническим характеристикам и утвержденной проектно-сметной документации.

32.2.2. Для выполнения данных задач в период 2016 - 2019 годов в капитальном строительстве требуют реализации следующие мероприятия:

- разработка и установление требований к качеству выполняемых работ (ПИР, СМР) и их результатов, влияющих на надежность, безопасность, обеспечение требуемых технических характеристик и соответствия ПСД вводимых объектов капитального строительства.
- создание системы мониторинга, анализа и оценки качества работ (ПИР, СМР) и их результатов, влияющих на надежность, безопасность, обеспечение требуемых технических характеристик и соответствия ПСД вводимых объектов капитального строительства.
- развитие компетенций собственного персонала в области контроля качества (ПИР, СМР) и их результатов, оценки соответствия требованиям по надежности, безопасности, требуемым техническим характеристикам и ПСД вводимых объектов капитального строительства.
- организация и осуществление контроля качества (ПИР, СМР) и их результатов, влияющих на надежность, безопасность, обеспечение требуемых технических характеристик и соответствия ПСД вводимых объектов капитального строительства.
- привлечение независимых экспертных и инспекционных организаций, в том числе в рамках строительного контроля, по контролю качества выполнения работ и оценке соответствия требованиям по надежности, безопасности вводимых объектов капитального строительства.

32.2.3. В целях реализации данных мероприятий в капитальном строительстве предполагается в период 2016 - 2019 годов внедрение и обеспечение эффективного функционирования Системы управления качеством процессов (инженерные изыскания, проектирование, изготовление оборудования, строительство) капитального строительства.

32.3. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов.

32.3.1. Работа по приемке в эксплуатацию законченных строительством объектов осуществляется в соответствии с «Типовым порядком приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов ДЗО ПАО «Россети», утвержденного распоряжением от 20.02.2015 №87р и одобренного Советом директоров ПАО «Россети» (Протокол от 05.06.2015 №191).

32.3.2. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов может производиться всего титула в целом, этапов строительства, пускового этапа (комплекса), титульных временных зданий и сооружений, отдельных зданий и сооружений, отдельных единиц или систем оборудования (в объеме, предусмотренном проектной документацией утвержденной в соответствии с действующим законодательством).

32.3.3. Не допускается приемка в эксплуатацию отдельных этапов строительства или пусковых этапов (комплексов) не предусмотренных проектной документацией утвержденной в соответствии с действующим законодательством.

32.3.4. Не допускается приемка отдельных единиц оборудования при отсутствии или неисправности вспомогательных систем, обеспечивающих безопасную эксплуатацию оборудования.

32.3.5. Перед приемкой в эксплуатацию электросетевых объектов в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации должны быть проведены индивидуальные испытания оборудования и комплексное опробование оборудования. До проведения комплексного опробования должны быть получены разрешения Ростехнадзора на допуск в эксплуатацию энергоустановки.

32.3.6. В соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 19.06.2003 № 229 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации»

Федерации» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 20.06.2003 N 4799)» для приемки объектов должны формироваться рабочие и приемочные комиссии.

32.3.7. Перед назначением приемочной комиссии организовывается подготовка и обучение эксплуатирующего электросетевой объект персонала, направленная на обеспечение его готовности к выполнению профессиональных функций и поддержание его квалификации. Необходимые требования к эксплуатирующему персоналу регламентируются СО 153-34.20.501-2003.

32.3.8. Не допускается приемка в эксплуатацию электросетевых объектов без разрешений на допуск в постоянную эксплуатацию энергоустановок оформленных Ростехнадзором и заключений о соответствии построенного, реконструированного, отремонтированного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов и проектной документации оформленного государственным строительным надзором, если данные документы предусмотрены к оформлению по данным объектам в соответствии с действующим законодательством.

32.3.9. После приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов необходимо оформить разрешение на ввод в эксплуатацию в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации, если данный документ предусмотрен к оформлению по данным объектам в соответствии с действующим законодательством.

33. Организация закупок материально-технических ресурсов и оборудования, работ и услуг

33.1. Основными направлениями Положения являются:

- увеличение доли открытых конкурентных процедур закупок материально-технических ресурсов и оборудования (МТРО), работ и услуг, для обеспечения должного уровня конкуренции и привлечения широкого круга претендентов;
- гибкий подход к формированию требований и критериев отбора и оценки к закупаемым МТРО, работам и услугам для привлечения предложений с новыми техническими решениями, предусматривающими инновационные составляющие, предложения, которые оказывают или могут оказывать воздействие на снижение потребления или рациональное использование ТЭР; а также содержащие передовые научно-технические разработки;
- расширение критериев отбора победителей закупок для обеспечения баланса надежности, стоимости, простоты и экономичности в эксплуатации приобретаемых МТРО;
- выстраивание партнерских отношений с ведущими производителями энергетического и электротехнического оборудования, для получения своевременной информации о новейших технических решениях, с возможностью влияния на дальнейшее совершенствование закупаемых МТРО;
- определение поставщиков наиболее эффективного и качественного МТРО и услуг при оптимальной стоимости;
- организация приобретения больших партий МТРО, подтвердившее свое высокое качество для снижения затрат на приобретение и эксплуатацию унифицированного оборудования;
- проведение открытых конкурентных закупочных процедур на право заключения долгосрочных договоров (3-5 лет) с обязательствами участников предоставления и в дальнейшем реализации долгосрочных программ развития производства, предусматривающей увеличение доли производства продукции и ее комплектующих на территории Российской Федерации, повышение качества продукции, а также формирование единичных расценок на весь период действия договора;
- установление (в случае наличия соответствующего решения Правительства Российской Федерации) приоритета товаров российского происхождения, работ, услуг, выполняемых, оказываемых российскими лицами, по отношению к товарам, происходящим из иностранного государства, работам, услугам, выполняемым, оказываемым иностранными лицами, с учетом таможенного законодательства Таможенного союза и международных договоров Российской Федерации, а также особенности участия в закупке субъектов малого и среднего предпринимательства.

34. Аттестация оборудования, материалов и систем

34.1. Система аттестации в электросетевом комплексе является внутренней системой проверки качества закупаемого оборудования, материалов и систем, эффективным инструментом реализации Положения, направленной на повышение надежности ЕЭС России.

34.2. Основная цель системы – исключение возможности поставок на объекты ЭСК оборудования, материалов и систем, не соответствующих техническим требованиям, НТД, целям и условиям применения.

34.3. Система аттестации Общества обеспечивает:

- взаимодействие и обмен информацией между Обществом и ДЗО, а также другими компаниями электротехнической отрасли по вопросам качества и надежности поставляемого оборудования;
- взаимодействие с изготовителями (поставщиками) оборудования, с целью обеспечения требуемых в эксплуатации технических параметров;
- всестороннее изучение конструкции и параметров предлагаемого на рынке электротехнического оборудования различных изготовителей (поставщиков);
- предъявление передовых, соответствующих Положению, технических требований к оборудованию на уровне мировых стандартов;
- мониторинг и обратную связь изготовителя (поставщика) с эксплуатацией;
- техническую и сервисную поддержку поставляемого оборудования;
- взаимодействие научно-исследовательских, проектных, производственных организаций с целью выявления наиболее эффективного применения предлагаемых технических решений;
- исключение применения оборудования, не соответствующего техническим требованиям, оборудования, выполненного по устаревшим технологиям, оборудования, имеющего повышенную аварийность;
- корректировку и актуализацию нормативно-технической базы ЭСК;
- интеграцию инновационных предложений для последующего развития и модернизации выпускаемого оборудования, технологий и материалов.

34.4. Система аттестации Общества применяется в дополнение к системе подтверждения соответствия согласно Федеральному закону № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

34.5. Аттестация оборудования, материалов и систем, поставляемых на электросетевые объекты, проводится в соответствии с внутренними документами Общества.

34.6. Результатом аттестации является заключение аттестационной комиссии, утвержденное Обществом в установленном порядке, действие которого распространяется на оборудование, материалы и системы, поставляемые и эксплуатируемые на объектах Общества и всех ДЗО.

34.7. Результаты положительной аттестации оформляются в виде «Перечня рекомендованного к применению оборудования на объектах Общества и всех ДЗО» с размещением на сайте Общества.

34.8. Отсутствие в составе коммерческого предложения участника закупочной процедуры документов, подтверждающих соответствие предлагаемой к поставке продукции техническим требованиям Общества, является основанием для признания заявки участника не соответствующей требованиям конкурсной документации. В качестве документов, подтверждающих соответствие требованиям Общества, могут рассматриваться либо заключение аттестационной комиссии, либо пакет технической документации (протоколы испытаний, сертификаты и т.п.), представляемый в составе заявки участника закупочной процедуры. Решение о применении неаттестованной продукции принимается на заседании комиссии по допуску оборудования ДЗО Общества по итогу рассмотрения

пакета дополнительной технической документации на предмет соответствия требованиям Общества.

34.9. В целях:

- обеспечения надежной и безаварийной работы ЕЭС России;
 - развития системы аттестации оборудования и материалов;
 - развития систем национальной стандартизации и межотраслевого взаимодействия;
 - формирования достоверных механизмов сертификации и декларирования электротехнического оборудования;
 - стимулирования инновационного развития отечественных производителей электротехнического оборудования;
 - обеспечения реализации программ импортозамещения ДЗО Общества;
- необходимо создание единого центра компетенции в области испытания электротехнического оборудования и материалов на базе испытательного центра и соответствующих ассоциаций.

35. Нормативно-техническое обеспечение

35.1. Система нормативно-технического обеспечения Общества и его ДЗО – это совокупность подходов, применяемых при разработке и учете нормативно-технических документов (НТД) в области технического регулирования деятельности.

35.2. Целями развития системы нормативно - технического обеспечения являются:

- разработка общих и системных требований к развитию энергосистемы;
- распространение лучшего опыта организации эксплуатации электросетевых объектов;
- обеспечение реализации Положения;
- практическая реализация требований законодательства в отношении объектов, технических средств и видов деятельности;
- гармонизация НТД с техническими регламентами Евразийского экономического союза, национальными, межгосударственными стандартами и международными стандартами ИЕС(МЭК) и ISO(ИСО), а также отраслевыми НТД;
- унификация и типизация НТД;
- обновление и актуализация базы НТД, с учетом трендов развития и достижений научно-технического прогресса;
- развитие добровольной сертификации оборудования, материалов и систем в соответствии с требованиями стандартов;
- формировании нормативной правовой базы отрасли, в том числе по разработке предложений и соответствующих обоснований в части изменения требований надежности и безопасности в электроэнергетике, участие в работе Рабочей группы по подготовке предложений по проектам нормативных правовых актов в сфере обеспечения надежности и безопасности объектов электроэнергетики, обеспечения надежности функционирования электроэнергетических систем и бесперебойного электроснабжения потребителей (утверждена приказом Минэнерго от 07.09.2016 № 924).

35.3. НТД разрабатываются в отношении электросетевых объектов, электротехнического оборудования и реализуемых видов деятельности. Перечень объектов технического регулирования определяется Обществом и его ДЗО.

35.4. НТД разделяются по следующим основным тематикам:

- правила проектирования и строительства;
- требования к оборудованию, материалам, системам, зданиям и сооружениям;
- методы и нормы испытания и диагностики;
- требования по организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта;
- работа с персоналом в организациях электроэнергетики;
- нормирование в электросетевом комплексе;
- оперативно-технологическое управление;
- расследование и учет технологических нарушений;
- безопасность электросетевых объектов, в том числе информационная;
- метрология;
- качество электроэнергии;
- электромагнитная совместимость;
- правила охраны труда и промышленной безопасности, пожарная безопасность,
- охрана окружающей среды, экологическая безопасность;
- учет электроэнергии и развитие услуг;
- управление производством, менеджмент.

35.5. Деятельность по развитию системы нормативно-технического обеспечения Общества и его ДЗО контролируется профильным органом на постоянной основе –

Координационным советом по развитию системы нормативно технического обеспечения, создан распоряжением, от 30.04.2015 № 210р.

35.6. Реализация Положения через механизмы системы нормативно-технического обеспечения осуществляется путем формирования и актуализации реестра НТД в области технического регулирования, действующих в Обществе и его ДЗО, утверждён распоряжением от 28.12.2015 № 612р.

35.7. При реконструкции и новом строительстве, а также при техническом обслуживании, ремонтах и при эксплуатации электросетевых объектов Общество и его ДЗО должны руководствоваться положениями документов, включенных в реестр, в соответствии с их статусом и с учетом организационной структуры компаний.

35.8. Планирование работ по разработке стандартов Общества и его ДЗО осуществляется с привлечением Координационного совета по развитию системы нормативно технического обеспечения.

36. Контроль за реализацией технической политики

36.1. Целью контроля за реализацией Положения является обеспечение его исполнения в деятельности Общества и его ДЗО.

36.2. Ответственные за реализацию Положения не должны допускать применения в деятельности Общества и его ДЗО технических решений, противоречащих Положению.

36.3. Контроль за реализацией Положения включает следующие этапы:

- контроль соответствия схемы и программы развития электроэнергетики регионов Положению;
- разработка стратегических документов: политики, стратегии, концепции по технологическим направлениям, описанным в Положении;
- разработка НТД в области технического регулирования: стандарты, инструкции, оперативные указания, методики, правила, регламенты;
- контроль соответствия производственных, ремонтных, и целевых программ реконструкции и строительства электросетевых объектов стратегическим задачам Общества и его ДЗО;
- контроль соответствия программы инновационного развития стратегическим задачам Общества и его ДЗО;
- контроль соответствия заданий на проектирование, на выполнение ПИР по реконструкции и строительству электросетевых объектов требованиям Положения;
- контроль соответствия проектной документации на объекты реконструкции и строительства электросетевых объектов требованиям Положения;
- контроль соответствия технических требований и технических заданий на поставку и изготовление оборудования в рамках реконструкции и строительства электросетевых объектов требованиям Положения;
- контроль соответствия техническим и функциональным требованиям вновь закупаемого оборудования и материалов требованиям Положения;
- контроль за исполнением энергосервисных проектов путем рассмотрения советами директоров ДЗО Общества ежеквартального отчета о ходе и результатах реализации мероприятий включенных в перечни энергосервисных проектов;
- контроль соблюдения требований Положения при выполнении СМР, ПНР работ при реконструкции и строительстве электросетевых объектов;
- контроль соблюдения требований Положения при осуществлении производственной деятельности, а также в рамках эксплуатации, технического обслуживания и ремонтов электросетевых объектов и оборудования;
- контроль соответствия конкурсной документации на ПИР, СМР и поставку электротехнического оборудования в рамках реконструкции и строительства электросетевых объектов требованиям Положения;
- подтверждение показателей назначения оборудования, материалов и систем.

36.4. Контроль за реализацией Положения осуществляют профильные структурные подразделения, а также филиал Общества - Центр технического надзора в соответствии с их функционалом.

37. Перспективные технологии

37.1. Общие положения

37.1.1. Применение перспективных технологий позволит совершить переход к электрической сети нового технологического уклада с качественно новыми характеристиками надежности, эффективности, доступности, управляемости и клиентоориентированности ЭСК Российской Федерации в целом.

37.1.2. Электрическая сеть нового технологического уклада должна обеспечить:

- автоматическое управление режимами сети на принципах распределенного (мультиагентного) управления;
- самодиагностику в режиме реального времени параметров и режимов работы сети, отдельных объектов и единиц оборудования с целью повышения системной и потребительской надежности, снижения операционных издержек;
- гибкую автоматическую реконфигурацию сети в ответ на изменение ее параметров и топологии (в том числе предотвращение аварий/самовосстановление сети после аварий);
- предоставление различным категориям потребителей специализированных услуг и сервисов (диверсифицированных по времени, объемам, качеству и цене поставок электроэнергии, регулирование спроса и генерации, зарядка электромобилей).

37.1.3. Для реализации указанных задач необходимо широкое внедрение следующих технологий:

- микропроцессорные системы управления и диагностики, построенных на основе искусственного интеллекта;
- системы обмена большим объемом данных в режиме реального времени;
- системы кибербезопасности.

37.2. Создание электрических сетей нового поколения нового технологического уклада (интеллектуальных электрических сетей)

37.2.1. Формирование концепции интеллектуальной электроэнергетической сети, обусловлено развитием таких технологий как:

- гибкие ЛЭП переменного тока (FACTS);
- ЛЭП и вставки постоянного тока на основе современных преобразовательных устройств с микропроцессорным управлением;
- высокоскоростные средства связи;
- мониторинг динамических свойств ЭЭС (WAMS - Wide Area Measurement Systems) на основе регистрации векторных параметров электрического режима сети в режиме реального времени с использованием современных технических средств обработки и передачи информации (системы мониторинга переходных режимов ЭЭС России - СМНР);
- интеллектуальные системы для обработки информации и управления оборудованием, в том числе системы учета электроэнергии и мониторинга состояния оборудования.

37.2.2. Интеллектуальная электроэнергетическая сеть (ИЭС) - это сеть нового поколения, основанная на мультиагентном принципе управления и развития. Цель ИЭС - обеспечение эффективного использования всех видов ресурсов (природных, социально-производственных и человеческих) для надежного, качественного и эффективного энергоснабжения потребителей энергии за счет гибкого взаимодействия ее субъектов (всех видов генерации, электрических сетей и потребителей) на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной системы управления.

37.2.3. ИЭС должна обладать новыми свойствами, основными из которых являются:

- стандартизованный высокотехнологичный гибкий интерфейс «генератор-сеть», «потребитель-сеть»;
- новая сетевая топология, обеспечивающая регулирование обменов мощности с соответствующей системой управления активными элементами ИЭС;
- адаптивная реакция управляемых элементов ИЭС на изменение электроэнергетического режима энергосистемы в реальном времени, в том числе во взаимодействии с централизованными и локальными устройствами режимного и противоаварийного управления в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы;
- базирование на новых информационных ресурсах и технологиях для оценки ситуаций, выработки и принятия оперативных и долгосрочных решений;
- возможность обеспечить гибкое реагирование на изменение платежеспособного спроса на электроэнергию с поддержанием баланса в реальном времени;
- эффективное использование электроэнергии потребителями за счет реализации алгоритмов ситуационного (на основе рыночных сигналов) регулирования нагрузки, учитывающих характер использования электроэнергии потребителями;
- возможность сбора и обработки больших объемов информации о текущем состоянии энергосистемы и ее элементов (обеспечение наблюдаемости) и о внешней среде (освещенность, осадки, гололед, ветровые нагрузки и другие метеофакторы), с ее использованием в современных системах управления реального времени;
- возможность адаптивной реакции на текущую ситуацию в энергосистеме в режиме реального времени, предупреждая возникновение и развитие аварийных ситуаций за счет использования автоматических систем управления и взаимного оказания широкого спектра услуг субъектами рынка электроэнергетики и инфраструктурой, используя рыночные возможности;
- возможность максимальной самодиагностики элементов ИЭС с использованием ее результатов в алгоритмах функционирования автоматических систем режимного и противоаварийного управления;
- применение высокопроизводительных вычислительных ресурсов и алгоритмов управления, как для выработки автоматических управляющих воздействий, так и для предоставления рекомендаций диспетчерскому, оперативно-технологическому и ремонтному персоналу для реализации управления и проведения необходимых работ;
- организацию стандартизованного высокотехнологичного гибкого интерфейса на всех технологических и информационных (в том числе и в объединенных информационно-технологических) сечениях: «генератор - сеть», «потребитель-сеть» с выходом на системы технологического управления и коммерческой координации;
- освоение новых информационных ресурсов и технологий для оценки ситуаций, выработки и принятия оперативных и долгосрочных решений;
- решение задач, обеспечивающих в реальном масштабе времени согласование на рыночных принципах экономических интересов всех участников рынка;
- обеспечение надежного и качественного энергоснабжения потребителей в нормальных режимах функционирования энергосистемы за счет использования цифровых информационных систем, автоматизированных систем управления и автономных систем;
- снятие сетевых ограничений по пропускной способности в узлах сети;
- обеспечение системной надежности функционирования энергосистемы в целом и ее частей в нормальных режимах;
- сохранение живучести энергосистемы, при возникновении аварийных ситуаций, в том числе каскадного типа, с возможностью привлечения потребителей к противоаварийному управлению, обеспечение возможности самовосстановления частей и энергосистемы в целом;

- обеспечение высокого уровня информационной безопасности, за счет встраивания элементов систем безопасности во все технологические системы и операции, защиты информационного пространства и частной информации всех структур системы, включая потребителей, во всех режимах функционирования энергосистемы;

- обеспечение электромагнитной совместимости вторичных систем и их защиты от внешних электромагнитных и других воздействий, включая кибератаки.

37.2.4. Создание ИЭС должно стимулировать развитие фундаментальных и прикладных научных исследований в области передачи и преобразования электроэнергии, автоматического управления, новых материалов, эффективных нетрадиционных и возобновляемых источников электроэнергии.

37.2.5. Реализация модели ИЭС обеспечит:

- **для Государства:** появление новой высокотехнологичной и конкурентоспособной отрасли, обеспечение энергонезависимости и инфраструктурной обеспеченности развития экономики, опережающая модернизация базовой инфраструктурной отрасли, сдерживание роста тарифов;

- **для сетевых компаний:** получение экономии в реализации инвестиционных программ, повышение параметров качества энергоснабжения потребителей, возможность перераспределения высвобождающейся мощности ПС без развития сети. Обеспечение готовности инфраструктуры к развитию новых рынков, регуляторные льготы при установке инновационного оборудования, повышение параметров качества и надёжности энергоснабжения потребителей;

- **для потребителей:** снижение стоимости техприсоединения (за счет снижения необходимой мощности благодаря собственной генерации, накопителям, микросетям), снижение расходов на энергоснабжение (за счет получения денег от оказания услуг системе, активного регулирования потребления, продажи избытков энергии в сеть), повышения качества энергоснабжения (повышение стабильности частоты, резервирование в случае нарушения работы внешней сети).

37.3. Цифровые подстанции

37.3.1. ЦПС – это подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами (ССПИ, АИИС КУЭ, РЗ, ПА, РАСП, ОМП и др.), в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой ПС осуществляются в цифровом формате. При этом и первичное силовое оборудование ЦПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными.

37.3.2. ЦПС находится на стадии реализации пилотных проектов. Решение о массовом внедрении отдельных элементов или комплексных решений ЦПС должно рассматриваться по итогам получения результатов опытно-промышленной эксплуатации различных вариантов технических решений построения ЦПС с учетом технико-экономического обоснования.

37.3.3. Для получения максимального эффекта от внедрения технологии ЦПС необходимо разработать, апробировать и внедрить следующие мероприятия и технологии:

- профильное ПО, формирующее выдачу и взаимодействие с файлами электронной проектной документации SCL, CID, CCD, выполнение конфигурирования оборудования ЦПС снижающего трудозатраты при проектировании и перепроектировании объектов электроэнергетики;

- технологии, позволяющие реализовать передачу информации от одного источника необходимому количеству получателей на объекте электроэнергетики, либо за его пределами;

- технические требования, позволяющие сократить время согласования отдельных подсистем за счет высокой степени совместимости устройств;
 - ПТК, обеспечивающие единство и высокую точность измерений. Все измерительные компоненты включены в измерительные каналы и образуют единую систему с синхронизацией тактирования;
 - технологии, позволяющие сократить наиболее трудоемкие и нетехнологичные виды монтажных и пуско-наладочных работ, связанных с прокладкой и тестированием вторичных цепей;
 - способы производства работ, позволяющие сократить время проведения пуско-наладочных работ за счет возможности централизованной настройки и контроля параметров оборудования;
 - технические решения, снижающие стоимость кабельной системы, в том числе за счет мультиплексирования сигналов, что предполагает двухстороннюю передачу через один оптический кабель большого количества сигналов от разных устройств;
 - способы производства работ, при которых обеспечивается возможность удаленного проведения наладочных работ;
 - системы диагностики, охватывающие не только интеллектуальные устройства, но и пассивные измерительные преобразователи и их вторичные цепи, позволяющие в более короткие сроки устанавливать место и причину отказов, а так же выявлять предаварийное состояние;
 - системы контроля целостности вторичных цепей (непрерывное отслеживание состояния вторичных присоединений: обрыв, потеря данных);
 - способы проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту устройств, направленные на снижение объемов и увеличение интервалов обслуживания и ремонтов;
 - типовые технические требования к оборудованию ЦПС, позволяющие сократить сроки ремонта путем применения стандартизированного оборудования различных производителей, совместимых между собой (принцип интероперабельности);
 - алгоритмы работы функций РЗА: обеспечение новых возможностей, в том числе абсолютную селективность;
- 37.3.4. Требования к ЦПС:
- ЦПС должна реализовываться на инновационных технологиях и методах измерений, обеспечивающих заданные метрологические характеристики измерительных каналов, комплексных и измерительных компонентов, входящих в измерительную систему, как при нормальных, так и при рабочих условиях использования. Должна обеспечиваться стабильность метрологических характеристик измерительных каналов, комплексных и измерительных компонентов, входящих в измерительную систему в течение всего срока службы (не менее 20 лет) с увеличенным интервалом (8-12 лет) периодического метрологического контроля;
 - все измерительные компоненты и измерительные каналы должны быть утвержденного типа, зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений и допущены к применению в Российской Федерации;
 - измерения всего спектра параметров должно выполняться с применением аттестованных в установленном порядке методик измерений, разработанных в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563;
 - измерительные каналы в составе измерительных систем ЦПС, применяемые для измерений, последующей обработки/преобразований результатов измерений и отображения результатов измерений, выраженных в именованных единицах измеряемой величины, и их метрологическое обеспечение должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.596;
 - ПО ИС должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654;

- Применяемые устройства и ПТК должны быть промышленного исполнения и предназначены для работы на объектах электроэнергетики в условиях работы при повышенных уровнях электрических и магнитных полей;
- ПО и/или программный комплекс должны являться составной частью применяемых ПТК;
- ПО, обеспечивающее автоматизацию технологических процессов, в частности, управляющее и инфраструктурное ПО ЦПС, не должно содержать в своём составе никаких искусственных ограничителей функциональности и функционирования, электронных ключей и т.п. ;
- при применении централизованных систем обязательно дублирование РЗ, СА, РАСП и ТА (или отдельных функций данных устройств) отдельными физически независимыми микропроцессорными устройствами, а также связей между устройствами, с применением традиционных решений;
- не допускается совмещение функций РЗ и ПА в одном устройстве, за исключением функции автоматики частотной разгрузки;
- шина процесса и шина данных должны быть выполнены на основе протоколов передачи данных IEC 61850-8-1 и IEC 61850-9-2 соответственно;
- должно быть обеспечено открытое серверное программное обеспечение (ОСПО), имеющее доступные и наглядные инструменты для детального анализа и проведения работ по наладке, проверкам, внесению при необходимости доработок и изменений. ОСПО должно отвечать требованиям обеспечения необходимого быстродействия, иметь системы внутренней самодиагностики серверного и сетевого оборудования, содержать интеллектуальные алгоритмы определения отказов (сбоев) в системе и формирование сигнализации, а при необходимости упреждающих воздействий по ликвидации аварийных ситуаций. ОСПО должно фиксировать всю поступающую входную информацию и формируемые выходные воздействия с проверкой их исполнения по ответным сигналам от смежных устройств (систем). ОСПО должно позволять автоматически сохранять конфигурации и иметь возможность быстрого восстановления при физическом повреждении носителей информации;
- для мониторинга и диагностики вторичных систем должно быть обеспечено сопряжение ПО вторичных систем и специализированных проверочных устройств (комплексов) ;
- срок службы оборудования вторичных систем должен составлять не менее 20 лет;
- построение ЦПС должно реализовываться только с применением цифровых преобразователей тока и напряжения (без применения электромагнитных ТТ и ТН) ;
- применение электромагнитных ТТ и ТН совместно с преобразователями измеряемых аналоговых величин тока и напряжения в цифровую форму (устройствами АМУ (merging unit, устройствами РЗА с цифровым выходным интерфейсом по протоколам IEC IEC 61850-9-2) осуществляющими трансляцию результатов измерения в цифровой форме по протоколу IEC 61850-9-2 допускается на этапе пилотных проектов, по результатам технико-экономического обоснования и расчетов, подтверждающих обеспечение требуемой надежности работы оборудования ЦПС;
- аппаратная платформа и ПО должны соответствовать требованиям, предъявляемым к микропроцессорным устройствам и системам, применяемым на объектах ДЗО ПАО «Россети»;
- Аппаратная платформа должна иметь встроенные средства самодиагностики и мониторинга состояния, а также систему сигнализации состояния и режимов работы оборудования и ПО;
- в рамках программы импортозамещения предпочтительным является использование оборудования российского производства, в том числе ПО;

- применение систем ЦПС на первом этапе должно выполняться преимущественно с дублированием комплексов РЗА, выполненных на микропроцессорной элементной базе;

- корректировка вышеуказанных требований будет осуществляться на основе результатов проведения пилотных проектов.

37.4. Перспективные технологии интеллектуальной электроэнергетической сети

№	Направления развития	Перечень перспективных технологий	Принципиальные технические требования
1.	<p>Переход к цифровым активно-адаптивным сетям с распределенной интеллектуальной системой автоматизации и управления</p> <p>Сети с качественно новыми показателями доступности (длительность и стоимость подключения потребителей к сети), надежности электроснабжения, стоимости владения и эффективности электросетевой инфраструктуры, адаптивности к различным источникам энергии и требованиям потребителей и открытости, с точки зрения предоставления информации авторизованным субъектам рынка электрической энергии и мощности.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Интеллектуальные коммутационные аппараты (реклоузеры) с интегрированными контроллерами присоединений и возможностью интеграции в единую информационную систему управления, максимально в идеологии Plug-n-Play. - Управляемые выключатели нагрузки с возможностью интеграции в единую информационную систему управления максимально в идеологии Plug-n-Play. - Интеллектуальные комплектные РУ с интегрированными контроллерами присоединений и возможностью интеграции в единую систему управления, максимально в идеологии Plug-n-Play. - Интеллектуальные приборы учёта, с возможностью интеграции в единую систему управления, обеспечивающие функции дистанционного управления, выдачи информации о параметрах работы сети. - Интеллектуальные системы мониторинга и диагностики работы оборудования сети (включая средства дистанционной диагностики, а также средства, интегрированные в состав оборудования), с возможностью интеграции в единую систему управления. - Системы ОМП в сети с возможностью интеграции в единую систему управления. - Автоматические системы управления напряжением и реактивной мощностью с применением средств FACTS (УПК, СТК, УШР, ФПУ, СТАТКОМ). - Системы автоматического управления, позволяющие регулировать напряжение по нескольким критериям КЭ. 	<ul style="list-style-type: none"> - При внедрении интеллектуальных коммутационных аппаратов (реклоузеров) приоритет отдавать решениям по распределенной автоматизации сети, предполагающей создание кольцевых фидеров с однократным автоматическим резервированием и автоматическим секционированием магистрالی. - При внедрении систем интеллектуального учёта принципиальным требованием является возможность их интеграции в единые информационные системы управления с целью получения данных о параметрах сети, а также обеспечение функций управления электропотреблением для последующего использования всеми «клиентами» информационной системы. Допускается применение стандартных приборов учёта при обязательном наличии контроллера, выполняющего функции, указанные выше. - Все применяемые решения должны обеспечивать возможность интеграции в единую информационную систему управления.

№	Направления развития	Перечень перспективных технологий	Принципиальные технические требования
		<ul style="list-style-type: none"> - Системы симметрирования и компенсации гармоник напряжения (активные фильтры). - Применение всех видов накопителей электроэнергии, совместно с системами управления. - Создание новых электросетевых услуг для потребителей: зарядная инфраструктура для электротранспорта, инжиниринговые сервисы, предоставление услуг сети «по резервированию». 	
2.	<p>Переход к цифровым ПС 35-110(220) кВ</p> <p>Минимальные габариты и стоимость внедрения (включая возможность столбового исполнения ПС), наличие встроенных измерительных и интеллектуальных возможностей (интегрированные функции защит и автоматики, мониторинга, учёта и передачи данных), в перспективе не требующие индивидуальных настроек для работы в сети, обменивающиеся информацией по цифровым каналам связи, максимально в идеологии Plug-n-Play (требующие минимальных затрат на проектирование и внедрение, включая возможность цифрового проектирования).</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Контроллеры присоединений, интегрирующие функции РЗА, учёта и мониторинга, поддерживающие цифровой формат обмена данными. - На переходном этапе, цифровые устройства РЗА, поддерживающие цифровой обмен данными. - На переходном этапе, цифровые приборы учёта, поддерживающие цифровой обмен данными. - Цифровые измерители тока и напряжения (включая трансформаторы, а также различные виды датчиков), поддерживающие цифровой обмен данными. - Интеллектуальные РУ, поддерживающие цифровой обмен данными. - Интеллектуальные коммутационные аппараты с интегрированными контроллерами присоединений, поддерживающие цифровой обмен данными. - Интегрированные в состав оборудования средства мониторинга и диагностики, поддерживающие цифровой обмен данными; - Устройства синхронизированных измерений (PMU). 	<ul style="list-style-type: none"> - Приоритетно для проектов нового строительства. Принципиальным является требования по сокращению совокупной стоимости владения решением не менее чем на 20% по сравнению с традиционными аналогами. - В проектах реконструкции и нового строительства необходимо ориентироваться на решения, поддерживающие цифровой обмен данным между устройствами с возможностью интеграции в единую информационную систему управления по стандартным протоколам обмена.
3.	<p>Переход к комплексной эффективности бизнес-процессов и автоматизации систем управления</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Системы создания модели сети в соответствии с единым стандартом данных. - Системы сбора и отображения информации (SCADA). 	<ul style="list-style-type: none"> - Все без исключения внедряемые системы должны обеспечивать возможность поддержки единой информационной модели сети, опирающейся на требования стандарта IEC 61970/IEC61968.

№	Направления развития	Перечень перспективных технологий	Принципиальные технические требования
	<p>Единая информационная система оперативно-технологического и ситуационного управления, обеспечивающая:</p> <ul style="list-style-type: none"> - создание единой модели сети, опирающейся на требования стандарта CIM IEC61970/IEC61968; - автоматизированный сбор всей оперативной информации на всех уровнях ОТУ и СУ; - повышение обоснованности и своевременности принятия управленческих решений; - сокращение времени проведения аварийно-восстановительных работ; - замена бумажных оперативных журналов и автоматизированное формирование отчетно-аналитической информации; - снижение операционных затрат при эксплуатации электросетевого оборудования; - повышение качества информирования руководства за счет сокращения времени сбора и анализа оперативной информации. 	<ul style="list-style-type: none"> - Системы управления режимами работы сетей (DMS). - Системы управления оперативными работами в сетях (OMS). - Системы управления (EMS). - Системы отображения информации на карте местности (GIS). - Системы управления активами (AMS). - Системы цифрового проектирования сетей (PLM, BIM, CAD). - Системы обучения персонала - Клиентские сервисы и системы управления отношениями с клиентами (CRM). - Системы интеграции с внешними системами, «публичным» информационным пространством. - Электронные каталоги и базы данных типовых технических решений. - Системы моделирования режимов работы сетей (PSS, PSCAD/EMTDC, RTDS). - Системы управления ССПИ, ССПТИ. - Цифровые системы мониторинга и диагностики. - ПТК и ПО для обеспечения защиты от кибератак. - Создание адаптивных систем управления и обеспечения параллельной работы сети с возобновляемыми источниками э/э. - Внедрение систем EAM, ERP, CAFM на базе системы стандартов 55000. - Системы интеллектуального мониторинга и диагностики. - Система управления рисками. - Системы моделирования последствий технологических нарушений и аварий. 	

№	Направления развития	Перечень перспективных технологий	Принципиальные технические требования
4.	Применение новых технологий и материалов в электроэнергетике	<p><u>В области общесистемных вопросов:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Применение постоянного тока при подключении к сети (малая генерация и ВИЭ), управлении (вставки постоянного тока, ограничении ТКЗ), передаче электроэнергии на всех классах напряжения. - Технологии, обеспечивающие повышение пропускной способности электрических сетей без изменения конфигурации сети всех классов напряжения. 	
		<p><u>Для ПС:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Применение энергоэффективных, надежных и безопасных для окружающей среды силовых трансформаторов. 	<p>Для силовых трансформаторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - обмоточные провода: со склейкой элементарных проводников или из упрочненной меди; - высоковольтные вводы с твердой изоляцией; - с изоляцией из негорючих, экологически чистых диэлектриков; - элегазовые (110-220 кВ для мегаполисов); - «сухого» (без масла) исполнения преимущественно для внутренней установки; - С уровнем потерь ХХ и КЗ Ао и Ак - с системой охлаждения, позволяющей утилизировать тепло для обогрева помещений ПС - Для распределительных трансформаторов: - уровень потерь ХХ и КЗ: АоАк; - «сухого» исполнения; - с твердой (литой или стекловолоконной) изоляцией.
		<ul style="list-style-type: none"> - Применение коммутационных аппаратов с минимальным воздействием на окружающую среду. 	<ul style="list-style-type: none"> - вакуумные (до 220 кВ), - газовые, с минимизацией применения элегаза (смесевые или азотные); - полупроводниковые.
		<ul style="list-style-type: none"> - Использование активной молниезащиты 	

№	Направления развития	Перечень перспективных технологий	Принципиальные технические требования
		<ul style="list-style-type: none"> - Для дугогасящих устройств компенсации однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) 	<ul style="list-style-type: none"> - плунжерного типа– частотный привод плунжеров; - статических ДГР с быстродействующими системами управления компенсацией тока ОЗЗ, в том числе с конденсаторным управлением.
		<ul style="list-style-type: none"> - Применение средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) с плавной автоматической регулировкой во всем диапазоне работы. Для сетей 330 кВ и выше – с автоматикой управления, позволяющей работать в циклах ОАПВ 	

38. Показатели прогрессивности технических решений

38.1. Общие положения

38.1.1 Показатели прогрессивности - система показателей, характеризующих качественные свойства изделия и их соответствие лучшим мировым образцам; технические и иные преимущества новой электротехнической продукции в сравнении с известным оборудованием; ожидаемый экономический или иной эффект.

38.1.2. В период 3-5 лет предполагается перевод ряда показателей из индикативных в обязательные через разработку новых и актуализацию существующих стандартов организации общества.

38.2. Показатели прогрессивности первичного и вторичного оборудования

№	Технологическая система	Показатели прогрессивности		
		Функциональные и технологические	Экономические	Экологические, безопасности
1	ПС	<ul style="list-style-type: none"> - строительство ПС без постоянного обслуживающего персонала - обеспечение наблюдаемости для ПС 10-35 кВ - для ПС 110 кВ и выше: обеспечение автоматизации производственных процессов (мониторинг и управление) 	<ul style="list-style-type: none"> - применение оборудования и технологий, обеспечивающих минимальные затраты в течение жизненного цикла 	<ul style="list-style-type: none"> - применение взрывобезопасного и взрывозащищённого оборудования - снижение воздействия электромагнитных полей и акустических шумов

№	Технологическая система	Показатели прогрессивности			
		Функциональные и технологические		Экономические	Экологические, безопасности
2	Распределительные трансформаторы 6-35 кВ	Уровни потерь Холодного хода (XX)			<ul style="list-style-type: none"> - оценка эффективности применения трансформаторов со сниженными потерями XX и КЗ (по отношению к требованиям согласно ГОСТ 11920-85 и ГОСТ 27360-87) с учётом стоимости потерь в каждом конкретном регионе Российской Федерации - сухие трансформаторы (с возможностью установки принудительной вентиляции)
		Номинальная мощность, кВ·А	Потери XX, Вт		
			A ₀	B ₀	
		100	145	180	
		160	210	260	
		250	300	360	
		400	430	520	
		630	560	680	
		1000	770	940	
		1250	950	1150	
		1600	1200	1450	
2500	1750	2150			
Уровни потерь Короткого замыкания (КЗ)					
Номинальная мощность, кВ·А	Потери КЗ, Вт				
	A _к	B _к	C _к		
100	1250	1474	1750		
160	1700	2000	2350		
250	2350	2750	3250		
400	3250	3850	4600		
630	4800	5600	6750		
1000	7600	9000	10500		
Потери КЗ, Вт					
Номинальная мощность, кВ·А	Потери КЗ, Вт				
	A _к	B _к			
1250	9500	11000			
1600	12000	14000			
2500	18500	22000			

№	Технологическая система	Показатели прогрессивности		
		Функциональные и технологические	Экономические	Экологические, безопасности
3	Силовые трансформаторы, АТ и шунтирующие реакторы	<ul style="list-style-type: none"> - наличие РПН для трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ и ниже - РПН количество переключений до первой ревизии не менее 140 000 с автоматическим регулированием коэффициентов трансформации, механический ресурс контактора, количество переключений, не менее 700 000 - износостойкость контактов при $(0,7-1,0) \times I_{ном}$, количество переключений, не менее 400 000 - естественная циркуляция масла для трансформаторов мощностью менее 80 МВ·А - автоматизированная система мониторинга и диагностики. - применение для разъемных соединений уплотнительных материалов, рассчитанных на весь срок службы оборудования - применение неусаживаемых материалов, позволяющих не проводить подпрессовку обмоток трансформатора в течение всего срока службы - автоматическая система управления РПН трансформатора/ группы трансформаторов 	<ul style="list-style-type: none"> - сниженные на 25 % потери холостого хода по отношению к требованиям по ГОСТ 17544-85, ГОСТ 12965-85 - удельные потери трансформаторной стали P1,7/50 - 0,85 Вт/кг при индукции 1,7 Тл 	<ul style="list-style-type: none"> - оснащение системами предотвращения разгерметизации корпуса при внутренних повреждениях и - взрывобезопасными вводами - вводы 110-500 кВ герметичные, без избыточного давления, без расширительного бачка с твердой изоляцией с исключением масла, используемого в качестве охлаждающей среды
4	СКРМ: <ul style="list-style-type: none"> - Статические тиристорные компенсаторы и сухие реакторы (СТК и ВРГ), - Батареи статических конденсаторов и фильтрокомпенсирующих устройств 	<ul style="list-style-type: none"> - работа с номинальной мощностью в режиме генерации и потребления - для БСК и ФКУ на базе сухих силовых конденсаторов со сроком службы 30 лет и температурным диапазоном -50 +40 °С. 	<ul style="list-style-type: none"> - относительные потери в номинальном режиме, %, не более: СТК – 0,6 ВРГ – 0,3 	<ul style="list-style-type: none"> - взрывобезопасны - оборудование с экологически безопасными материалами - установка сухих реакторов на ОРУ должна исключать опасное влияние магнитного поля на персонал

№	Технологическая система	Показатели прогрессивности		
		Функциональные и технологические	Экономические	Экологические, безопасности
5	ДГР, обеспечивающие компенсацию ёмкостного тока	<ul style="list-style-type: none"> - для плунжерных реакторов: привод, обеспечивавший настройку компенсации менее 1% и исключающий автоколебания - -полная компенсация тока замыкания (в т.ч. активная составляющая тока и токи высших гармонических составляющих с точностью 1%) - наличие функции определения поврежденных присоединений - возможность интеграции в АСУ ТП ПС; - возможность вывода на монитор оператора состояния реактора и компенсируемой сети в режиме реального времени (параметры настройки и текущего режима работы реактора, напряжение на нейтрали, осциллограммы напряжений и тока реактора при однофазном замыкании на землю и пр.) - возможность хранения осциллограмм однофазного замыкания на землю в памяти 		<ul style="list-style-type: none"> - компенсация активной составляющей тока замыкания
6	Выключатели	<ul style="list-style-type: none"> - газовые - 220 кВ и выше, вакуумные - до 110 кВ - механический ресурс (не менее 10 000 циклов В-О) коммутационный ресурс 20-25 Iном - автоматизированная система мониторинга и диагностики; - цифровые системы управления - собственное время отключения не более 0,02 с - сохранение номинальных параметров при температуре окружающего воздуха –60°С с воздействием ветровой нагрузки - утечка элегаза, не более 0,1 %; - выключатели до 500 кВ с одноразрывной дугогасительной камерой - оснащение системой управления моментом коммутации каждого полюса для выключателей 110 кВ и выше, коммутирующих реактивные нагрузки 	<ul style="list-style-type: none"> - не требуют регламентных работ или ремонта до исчерпания коммутационного или механического ресурса 	<ul style="list-style-type: none"> - взрыво-пожаробезопасны - наличие предохранительного клапана для сброса давления; - замена элегаза альтернативным газом с лучшими свойствами в части сжижения и утилизации

№	Технологическая система	Показатели прогрессивности		
		Функциональные и технологические	Экономические	Экологические, безопасности
7	КРУЭ	<ul style="list-style-type: none"> - трехфазное исполнение до 220 кВ включительно - одноразрывные выключатели до 500 кВ включительно - утечка элегаза - не более 0,1 % - блочно-модульное исполнение в габаритах приемлемых для транспортировки (РЖД, авто перевозки) - применение оптоэлектронных измерительных трансформаторов - климатическое исполнение и категория размещения У1 - цифровые системы управления 	<ul style="list-style-type: none"> - не требует ремонта до истощения механического или коммутационного ресурсов разъединителей и элегазовых выключателей - не требует регламентных поверительных работ измерительных ТТ и ТН. - не обслуживаемые - малая металлоемкость 	<ul style="list-style-type: none"> - взрывобезопасное исполнение
8	Разъединители	<ul style="list-style-type: none"> - автоматизация приводов разъединителей 6-110 кВ - механический ресурс (не менее 10 000 циклов В-О) - цифровые системы управления и блокировки 	<ul style="list-style-type: none"> - не требуют ремонта до истощения механического ресурса 	<ul style="list-style-type: none"> - невозможность снятия блокировки персоналом при ручных операциях без полного вывода оборудования из работы
9	Измерительные трансформаторы	<ul style="list-style-type: none"> - класс точности обмотки ТТ для целей АИИС КУЭ – 0,2S - класс точности обмотки ТН для целей АИИС КУЭ – 0,2 - коэффициент безопасности приборов обмотки для измерений не более 5 - предельная кратность обмоток для защиты не менее 30 - конструкции корпусов измерительных трансформаторов с газовой изоляцией с контролем давления, утечка элегаза – не более 0,1 % в год - применение комбинированных ТТ и ТН - применение оптоэлектронных измерительных трансформаторов (в т.ч. с совмещенными функциями измерения тока и напряжения) с классом точности не хуже 0,1 	<ul style="list-style-type: none"> - не требуют ремонта в течение всего срока службы 	<ul style="list-style-type: none"> - взрывобезопасность за счет применения сильфононов и мембран - пожаробезопасность за счет применения конструкций с газовой изоляцией - снижение влияния на окружающую среду за счёт применения азота в качестве изоляционной среды
10	ОПН	<ul style="list-style-type: none"> - уровень ограничения перенапряжений соответствующий уровню изоляции установленного оборудования - применение нестарящихся варисторов 	<ul style="list-style-type: none"> - не требуют ремонта в течение срока службы 	<ul style="list-style-type: none"> - взрывобезопасны

№	Технологическая система	Показатели прогрессивности		
		Функциональные и технологические	Экономические	Экологические, безопасности
11	ТО и ремонты	<ul style="list-style-type: none"> - внедрение методов и средств диагностики оборудования без вывода из работы 	<ul style="list-style-type: none"> - переход к техническому обслуживанию и ремонтам на основе оценки технического состояния 	<ul style="list-style-type: none"> - использование экологически безопасных технологий расчистки трасс ВЛ и территорий ПС
12	РЗА	<ul style="list-style-type: none"> - более совершенные алгоритмы обработки параметров (токов и напряжений) аварийных режимов - адаптивное изменение уставок и объемов воздействий - быстродействие - время срабатывания измерительных органов - менее 30 мс. - информативность, взаимодействие с АСУ ТП, применение протокола обмена данными МЭК 61850-9-2LE - самодиагностика - среднее время восстановления – не более 3 ч (замена модуля) - средняя наработка на отказ – 125 000 часов - при новом строительстве или модернизации ПС: <ul style="list-style-type: none"> - дистанционное (теле-) управление функциями устройств РЗА - дистанционный мониторинг устройств РЗА - создание автоматизированной системы учета и оценки работы устройств РЗА на всех уровнях оперативно-технологического и оперативно-диспетчерского управления - обновление парка устройств РЗА – ежегодно не менее 5% от общего количества устройств РЗА - применение единой НТД в области РЗА - ежегодный показатель оценки правильности работы функций РЗА, реализованных в устройствах РЗА К1 (процент правильной работы) должен быть не менее 99,7 % 	<ul style="list-style-type: none"> - типизация шкафов РЗА 	<ul style="list-style-type: none"> - использование устройств с встроенными средствами защиты информации

№	Технологическая система	Показатели прогрессивности		
		Функциональные и технологические	Экономические	Экологические, безопасности
13	АСУ ТП	<ul style="list-style-type: none"> - коэффициент готовности – не ниже 99,95 % (класс готовности А3 таблицы 2 в ГОСТ ИЕС 60870-4-2011) - средняя наработка на отказ (по каналу ввода-вывода) – не менее 100 000 часов - среднее восстановление работоспособности системы по любой из выполняемых функций – не более 60 мин. (при использовании комплекта ЗИП на объекте) и не более 36 ч. в соответствии с классом ремонтпригодности М1 по ГОСТ ИЕС 60870-4-2011 (с выездом специалиста на объект) - периодичность остановки системы (без отключения систем, обеспечивающих работоспособность ПС) – не чаще одного раза в год и не более 8 часов - срок службы: <ul style="list-style-type: none"> - для ПТК нижнего уровня – не менее 20 лет - для ПТК среднего уровня – не менее 15 лет - для ПТК верхнего уровня – не менее 10-12 лет - скорость обработки: <ul style="list-style-type: none"> - дискретных сигналов – 200 - 40 000 событий/сек - аналоговых сигналов – 200 - 15 000 изменений/сек, - сигналов управления – гарантированное время - прохождения команды управления от АРМ ОП до окончных органов управления 150 мс 	<ul style="list-style-type: none"> - сокращение числа обслуживающего и оперативного персонала, вследствие организации дистанционного управления с удаленных пунктов - сокращение затрат на ТОиР за счет выполнения задач планирования ремонтов с учетом счет мониторинга и диагностики - продление срока службы оборудования за счет снижения ошибок управления и учета результатов мониторинга и диагностирования оборудования 	<ul style="list-style-type: none"> - повышение уровня безопасности выполнения работ, снижение травматизма на автоматизированных ПС - использование систем с встроенными средствами защиты информации

№	Технологическая система	Показатели прогрессивности		
		Функциональные и технологические	Экономические	Экологические, безопасности
14	Сети связи	<ul style="list-style-type: none"> - переход на перспективные средства связи с технологией коммутации пакетов для организации каналов связи - применение в цифровых системах передачи информации открытых и стандартизированных протоколов и интерфейсов связи - применение линий связи с дальностью передачи информации на сверхдлинные расстояния от 300 до 500 км без использования промежуточных усилительных пунктов для организации каналов связи на ВЛ высокого класса напряжения - эффективное использование частотного диапазона каналов ВЧ-связи, применение комбинированной аппаратуры ВЧ-связи для передачи голоса и данных; - внедрение автоматизированных систем цифровой мобильной радиосвязи - повышение энергоэффективности средств связи за счет перехода на более высокотехнологичное и менее энергоёмкое оборудование - обеспечение пропускной способности сети связи с учётом прогнозов потенциальных потребностей в телекоммуникационных и информационных услугах на 10-летнюю перспективу 	<ul style="list-style-type: none"> - сокращение затрат на строительство и эксплуатационно-техническое обслуживание - унифицированные типовые решения и автоматизация процессов диагностики и управления - привлечение в строительство ВОЛС внетарифных инвестиций операторов связи и других сторонних организаций - взаимный обмен телекоммуникационным и ресурсами со сторонними компаниями на договорной основе 	<ul style="list-style-type: none"> - системы контроля и управления средствами связи с обеспечением мероприятий по информационной безопасности

40.3. Показатели прогрессивности для оборудования и элементов

№	Линии электропередачи (ЛЭП)	Функциональные и технологические	Экономические	Экологические, безопасности
1	ВЛ в целом	<ul style="list-style-type: none"> - удельная аварийность для одноцепной ВЛ (количество отказов на 100 км в год): <ul style="list-style-type: none"> - 110 кВ – 1,1; - 220 кВ – 0,6; - 330 кВ – 0,5; - 500 кВ – 0,4; - 750 кВ – 0,3; независимо от материала опор - конструкции ВЛ, обеспечивающие минимальную ширину просеки - срок службы: <ul style="list-style-type: none"> - на железобетонных центрифугированных и вибрированных опорах - не менее 50 лет; - на стальных решетчатых опорах – не менее 60 лет; - на стальных многогранных опорах – не менее 70 лет; - на композитных опорах – не менее 70 лет. - применение систем мониторинга и диагностики состояния ВЛ 110 кВ и выше 	<ul style="list-style-type: none"> - снижение затрат на проведение обходов и осмотров ВЛ 	<ul style="list-style-type: none"> - напряженность электрического поля (не более) - населенная местность: <ul style="list-style-type: none"> - 0,5 кВ/м - внутри зданий; - 1 кВ/м - на территории жилой застройки; - 5 кВ/м – вне зоны жилой застройки. - ненаселенная местность: <ul style="list-style-type: none"> - 15-20 кВ/м. - уровень радиопомех на частоте 0,5 МГц не более 37 дБ на расстоянии от ВЛ: <ul style="list-style-type: none"> - 110-220 кВ 50 м; - 330 кВ и выше 100 м - акустические шумы не более 53 Дб на тех же расстояниях при мокром проводе. - технология строительства и ремонта, исключая вредное воздействие на окружающую среду.
2	Опоры, фундаменты	<ul style="list-style-type: none"> - вандалостойкое исполнение - для опор должны применяться марки сталей повышенной прочности и коррозионной стойкости - защита металлических частей опор от коррозии методом горячего цинкования - минимальный изгибающий момент стоек опор ВЛ 0,4-20 кВ должен составлять: <ul style="list-style-type: none"> - на магистралях 6-20 кВ без ответвлений – не менее 70 кН·м - на ответвлениях 6-20 кВ – не менее 50 кН·м - на ВЛ 0,4 кВ – не менее 30 кН·м 	<ul style="list-style-type: none"> - количество ремонтов опор и фундаментов за срок службы ВЛ, не более двух раз 	<ul style="list-style-type: none"> - в районах городской застройки - многогранные металлические опоры закрытого профиля, композитные опоры ВЛ до 220 кВ

№	Линии электропередачи (ЛЭП)	Функциональные и технологические	Экономические	Экологические, безопасности
3	Провода и грозозащитные тросы	<ul style="list-style-type: none"> - применение грозотросов, выдерживающих удар молнии зарядом не менее 125 Кл - применение проводов с улучшенными по сравнению с проводом типа АС характеристиками. - применение СИП, не распространяющих горение, на ВЛИ до 1 кВ, прокладываемых по наружным стенам зданий и сооружениям, на ответвлениях к вводам в здания - на ВЛ 110 кВ и выше – оснащение грозотросов и/ или фазных проводов термостойким оптоволокном 	<ul style="list-style-type: none"> - экономическая плотность тока: <ul style="list-style-type: none"> - ВЛ 220 кВ и выше - 0,8 А/мм² - ВЛ 110 кВ и ниже - 1-0,8 А/мм² - применение оборудования, технологий и материалов, обеспечивающих минимальные затраты в течение всего жизненного цикла ВЛ 	<ul style="list-style-type: none"> - применение самонесущих изолированных проводов, обеспечивающих нераспространение горения (категория стойкости к горению ПВ-0 по ГОСТ 28157, удельная теплота сгорания – менее 20 МДж/кг, температура воспламенения – более 350 °С)
4	Изоляция	<ul style="list-style-type: none"> - удельная повреждаемость (количество поврежденных изоляторов на 100 км в год), не более: <ul style="list-style-type: none"> - стеклянные тарельчатые - 10-4 - полимерные - 10-4-10-5 - фарфоровые длинностержневые - 10-6 - индикаторы пробоя полимерных изоляторов напряжением 220 кВ и выше 		
5	Линейная арматура	<ul style="list-style-type: none"> - отсутствие видимой короны, потерь на перемагничивание - конструкция арматуры не должна приводить к повреждению проводов и тросов - применение в натяжной и поддерживающей арматуре немагнитных материалов - применение для конструкций проводов (высокотемпературных, компактированных и т.п.), отличных от проводов по ГОСТ 839, специально разработанной арматуры 		<ul style="list-style-type: none"> - птицевозрастные устройства нетравмирующие антиприсадочные, защитные от загрязнений гирлянд изоляторов

№	Линии электропередачи (ЛЭП)	Функциональные и технологические	Экономические	Экологические, безопасности
6	Защитное оборудование	<ul style="list-style-type: none"> - применение на ВЛ защитных аппаратов, обеспечивающих защиту изоляции от грозовых перенапряжений и предотвращение пережога проводов (в том числе, ОПН, ОПН с искровым промежутком и молниезащитных разрядников) 	<ul style="list-style-type: none"> - снижение затрат на проведение обходов и осмотров ВЛ, связанных с аварийным отключением и проведением аварийно-восстановительных работ; - повышение ресурса оборудования ПС 	
7	КЛ 6 кВ и выше	<ul style="list-style-type: none"> - кабели 6-35 кВ с изоляцией из поливинилхлоридного пластика и сшитого полиэтилена - кабели 110 кВ и выше с твердой изоляцией из «сшитого» полиэтилена, оснащенные системами диагностики - универсальные кабели для воздушно-подземной и подводной прокладки без использования переходной кабельной арматуры, либо с арматурой на основе термоусаживаемых элементов - бронированные кабели для подводной прокладки с изоляцией из сшитого полиэтилена или различных модификаций бумажной изоляции, пропитанной нестекающими составами и арматура герметичного типополнения - при эксплуатации в зоне с холодным климатом: <ul style="list-style-type: none"> - нижнее значение рабочей температуры окружающей среды до минус 60 °С - нижнее значение температуры окружающей среды при прокладке без прогрева всей длины кабеля – до минус 40 °С - применение систем мониторинга и диагностики состояния КЛ 110 кВ и выше 		<ul style="list-style-type: none"> - обеспечение нормативных величин магнитного поля от кабельных линий по трассе прохождения и на территории объектов электроэнергетики;- применение кабелей, обеспечивающих нераспространение горения, при прокладке в зданиях и сооружениях

39. Ограничения по применению оборудования, технологий и материалов

39.1. Раздел содержит ограничения (запрет) по применению технологий и оборудования, материалов и систем при новом строительстве и реконструкции объектов ВЛ, КЛ и подстанций всех классов напряжений.

На ВЛ запрещено применять:

39.2. Анкерные плиты с подземным узлом крепления оттяжек в среднеагрессивных и сильноагрессивных грунтах.

39.3. Полимерные изоляторы, собранные путем последовательной (пореберной) сборки защитной оболочки.

39.4. Полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой из полиолефиновой композиции.

39.5. Гасители вибрации одночастотные типа ГВН.

39.6. Грозозащитный трос стальной без антикоррозионного покрытия, а также грозозащитный трос марки ТК (по ГОСТ 3062, ГОСТ 3063, ГОСТ 3064).

39.7. Арматуру типа СКТ (скоба трехлапчатая) для ВЛ, проходящих в районах с повышенной пляской проводов и вибрацией.

39.8. Поддерживающие выпускающие зажимы типа ПВ-4 в населенных пунктах.

39.9. Деревянные опоры в местах возможных низовых пожаров.

39.10. Зажимы, обеспечивающие токоведущее соединение (соединительные, ремонтные, шлейфовые, ответвительные), имеющие соединительные элементы или протекторы-фиксаторы из стальной оцинкованной или алюминированной проволоки.

39.11. Защитные протекторы на проводах ВЛ, изготовленные из оцинкованной или алюминированной стали.

39.12. Поддерживающие и натяжные зажимы, выполненные из магнитных материалов (стали и чугуна), устанавливаемые на проводах ВЛ.

39.13. Стальную катанку в качестве проводников повторного заземления на ВЛИ 0,4 кВ для присоединения нулевого провода к заземляющему спуску опоры.

39.14. Трубчатые разрядники, вентильные разрядники на основе карбида кремния, искровые промежутки (за исключением искровых промежутков в составе молниезащитных разрядников и линейных ОПН) и дугоотводящие рога на ВЛ 6-35 кВ используемые в качестве устройств защиты от грозových перенапряжений.

39.15. Открытые переходные пункты «воздух-кабель» в селитебных зонах.

39.16. Неизолированные провода марки А (алюминий) на ВЛ напряжением 0,4-20 кВ.

39.17. Подвесные тарельчатые изоляторы типов ПФ6-А и ПФ6-Б.

На КЛ запрещено применять:

39.18. Силовые кабели, не отвечающие действующим требованиям по пожарной безопасности и выделяющие большие концентрации токсичных продуктов при горении.

39.19. Кабели с бумажно-масляной изоляцией и маслonaполненные.

39.20. Кабели, изготовленные по технологии силанольной шивки.

На ПС, РП и ТП запрещено применять:

39.21. Бетонные токоограничивающие реакторы;

39.22. Вращающиеся электрические машины для компенсации реактивной мощности, кроме асинхронизированных компенсаторов при наличии специальных обоснований;

39.23. Воздушные, масляные выключатели 110-750 кВ;

39.24. Автогазовые выключатели 6-10 кВ;

- 39.25. Маломасляные выключатели 6-220 кВ;
- 39.26. Выключатели 110 кВ и выше с пневматическими и электромагнитными приводами;
- 39.27. Разъединители вертикально-рубящего типа напряжением 110-750 кВ;
- 39.28. Разъединители напряжением 35 кВ и выше без двигательного привода;
- 39.29. Засыпку гравием маслоприемников (авто)трансформаторов и шунтирующих реакторов;
- 39.30. Маслонаполненные короба для присоединения (авто)трансформаторов к КРУЭ;
- 39.31. Кабельные маслонаполненные короба для подключения кабелей 110-500 кВ к силовым (авто)трансформаторам;
- 39.32. Вентильные разрядники;
- 39.33. Схемы электроснабжения без автоматического ввода резерва (АВР);
- 39.34. АБ с гелеобразным электролитом;
- 39.35. АБ открытого исполнения;
- 39.36. Оборудование (в том числе БСК), в котором применяется трихлордифенил (ТХД).
- 39.37. Конденсаторов с диэлектриком I-II класса опасности по ГОСТ 12.1.007-76;
- 39.38. Применять под оборудование ПС железобетонные стойки типа УСО.
- 39.39. Схемы первичных соединений ПС 35-220 кВ с отделителями и короткозамыкателями;
- 39.40. Схемы первичных соединений ПС 35-220 кВ с беспортальным приемом ВЛ;
- 39.41. Гибкие изолированные проводники для присоединения автоматических выключателей отходящих линий к шинам 0,4 кВ на щитах ПС;
- 39.42. Открытые шкафы собственных нужд, в которых не обеспечена защита персонала от поражения электрическим током.
- 39.43. Высоковольтные элегазовые выключатели, газовые измерительные трансформаторы, если при снижении давления газа в корпусе оборудования требуется их автоматическое отключение (снятие напряжения).
- 39.44. На ТП 6-20/0,4 кВ, РП 6-20 кВ:
- КТП 6-20/0,4 кВ шкафного типа с вертикальным расположением оборудования;
 - негерметичные силовые трансформаторы марки ТМ;
 - РП, выполненные из отдельных ячеек КРУН;
- 39.45. При организации эксплуатации и проведении ремонтных работ запрещается оснащение:
- электрозащитными средствами, выполненными с применением бумажно-бакелитовой изоляции;
 - указателями высокого напряжения, для работоспособности которых требуется заземление рабочей части указателя;
 - указателями напряжения с применением газоразрядных ламп;
 - указателями высокого напряжения без звуковой сигнализации;
 - плакатами и знаками безопасности, выполненными из гигроскопичных материалов.
- 39.46. В системах питания переменного оперативного тока:
- АБ открытого исполнения (ГОСТ 26881-86);
 - устройства поиска замыкания на землю с инжектируемым током более 2,5 мА;
 - зарядно-подзарядные агрегаты со стабилизацией напряжения более 1%, пульсацией тока и напряжения при отключенной АБ более 5%.

40. Приложения

40.1. Типовые требования к строящимся учебно-тренировочным полигонам районов и производственных отделений

40.1.1. Общие требования.

40.1.1.1. Учебно-тренировочные полигоны (далее - полигоны) организуются с целью практического обучения, отработки и поддержания практических навыков безопасного выполнения работ персоналом РЭС, ПО, формирования психологии безопасного поведения в электроустановках.

40.1.1.2. Все работники ПО, РЭС, непосредственно выполняющие работы в действующих электроустановках, должны на регулярной основе проходить обучение на учебно-тренировочных полигонах в форме тренировок и тренингов по безопасности, предусматривающих отработку навыков технологии безопасного производства работ.

40.1.1.3. Количество полигонов в производственном отделении, филиале должно обеспечивать ежегодное проведение учебно-тренировочных мероприятий со всеми работниками, в объеме, соответствующему требованиям Правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации (специальная подготовка) с учетом сезонности выполнения ремонтных работ и графика использования имеющегося на полигоне оборудования и инфраструктуры.

40.1.1.4. Месторасположение полигонов и удаленность от РЭС должно быть оптимизировано с учетом максимального времени на переезд работников - не более двух часов, а также затрат на содержание полигона в готовности для проведения занятий.

40.1.1.5. Приказом руководителя ПО, филиала должно быть назначено из числа руководящих работников лицо, ответственное за содержание полигона и организацию учебно-тренировочного процесса.

40.1.1.6. В РЭС, при необходимости, для регулярных практических занятий с работниками РЭС рекомендуется организовать мини учебно-тренировочные полигоны.

40.1.1.7. Рекомендуется ограждать территорию полигона. Калитки, двери и ворота (при наличии) должны быть оборудованы замками и запираются на замок с хранением ключей у назначенных лиц, ответственных за исправное состояние оборудования, устройств, смонтированных на полигоне.

40.1.1.8. С целью обеспечения сохранности оборудования и сооружений учебных полигонов рекомендуется располагать их на охраняемых территориях ПО, РЭС, а при отсутствии такой возможности – вблизи охраняемых территорий РЭС, ПС 35 кВ и выше и т.п., с возможностью обеспечения круглосуточного надзора за полигоном со стороны охраны и (или) персонала предприятия, в т.ч. посредством видеонаблюдения.

40.1.1.9. Нахождение людей на территории полигона допускается с разрешения лиц, ответственных за исправное состояние оборудования, в соответствии с утверждёнными учебно-тренировочными программами, графиками обслуживания оборудования, а также для неотложных работ или организованных осмотров (экскурсий).

40.1.1.10. Полигон оснащается элементами ЛЭП, сооружениями и оборудованием, аналогичными действующему оборудованию в зоне обслуживания обучаемого персонала. Элементы ЛЭП выполняются как в натуральную величину, так и в пониженном исполнении для отработки безопасного подъема на высоту, навыков выполнения ремонтных и эксплуатационных работ. Элементы оборудования малых габаритов могут размещаться не на полигоне, а в техническом кабинете.

40.1.1.11. Оборудование учебного полигона является недействующим, на него не подается рабочее напряжение, при этом необходимо предусмотреть возможность подключения приборов и другого оборудования, а также стендов по демонстрации факторов опасности электрического тока и электрической дуги. С целью защиты персонала от случайного появления напряжения, вредных факторов запрещается размещение

учебного полигона в охранных и санитарно-защитных зонах, в пролетах пересечения с действующими ВЛ, в зоне действия наведенного напряжения, а также ближе 30 метров от токоведущих частей действующих электроустановок.

40.1.1.12. Рекомендуется для качественной отработки навыков обслуживания электроустановок и их элементов, монтировать цепи вторичной коммутации (приводов коммутационных аппаратов), сигнализации, блокировки, защит и управления. При этом требования к периодичности и объёму обслуживания, в том числе проведению испытаний таких электроустановок (стендов) должен соответствовать нормативным требованиям для действующих электроустановок.

40.1.1.13. Смонтированное оборудование, здания и сооружения должны соответствовать требованиям СНиП, ПУЭ и другим обязательным требованиям для формирования у персонала понятия надлежащего состояния оборудования, навыков выявления дефектов и пр.

40.1.1.14. Диспетчерские наименования оборудования, установленного на полигонах, надписи, плакаты, знаки безопасности выполняются в соответствии с действующими нормативно-техническими и организационно-распорядительными документами Обществ. Совпадение диспетчерских наименований оборудования с реальными диспетчерскими наименованиями, имеющимися в зоне обслуживания РЭС, ПО, не допускается.

40.1.1.15. Полигон рекомендуется оснащать громкоговорящей связью для координации тренировочных процессов на различных участках, предупреждения о приближении людей к опасным зонам, наружным светодиодным освещением, видеонаблюдением.

40.1.1.16. При полигоне должна быть оборудована стоянка для автомобильного транспорта обучаемых бригад.

40.1.1.17. Рекомендуется оборудование навесов для укрытия персонала в случае непогоды, а также стеллажей для средств защиты, инструментов и приспособлений, предназначенных в том числе для их проверки, оценки, обучения по применению.

42.1.1.18. Должны быть предусмотрены помещения санузла (в случае отсутствия системы канализации, должна быть предусмотрена установка биотуалетов), а также источники водоснабжения.

40.1.1.19. Полигоны должны быть обеспечены питьевой водой на период проведения учебно-тренировочных занятий.

40.1.1.20. Рекомендуется на полигоне иметь резервный участок (место) для установки вновь вводимого и ранее не применяемого в зоне обслуживания оборудования для его качественного изучения персоналом до монтажа и ввода в работу.

42.1.1.21. Оборудование, установленное на полигоне, может быть бывшим ранее в употреблении (за исключением опор ВЛ, на которые будет подниматься персонал при помощи когтей и лазов). Маслонаполненное оборудование (силовые трансформаторы, баковые выключатели и т.д.) не должно содержать масла.

40.1.1.22. Рекомендуется оснастить настилами для проведения комплекса экстренной реанимационной помощи.

40.1.1.23. Рекомендуется для отработки практических навыков пожаротушения и применения первичных средств пожаротушения на полигоне филиала организовать участок с необходимым комплектом оборудования и приспособлениями.

40.1.2. Порядок производства работ на полигоне.

40.1.2.1. Учебно-тренировочный процесс на полигонах должен проводиться по ежегодно утверждаемым планам-графикам. Планы-графики должны заблаговременно, но не позднее 2-х месяцев до даты обучения, доводиться до сведения руководителей структурных подразделений обучаемого персонала и соответствующего вышестоящего административного персонала.

40.1.2.2. Рекомендуется обучение с длительным отрывом от мест постоянного базирования планировать до начала проведения массовых ремонтных работ.

40.1.2.3. Работы по плановому техническому обслуживанию, строительномонтажным работам должны планироваться без нарушения сроков выполнения утверждённого плана-графика обучения.

40.1.2.4. Работы на полигоне производятся в соответствии с требованиями действующих правил по охране труда (с проведением инструктажей, оформлением нарядов-допусков, распоряжений, выполнением записей в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям», ведением оперативных переговоров и записей, применением средств защиты и т.д.) и с учётом требований санитарно-гигиенических норм и правил (время нахождения на открытом воздухе в различные сезонные времена года).

40.1.2.5. Записи в журналах при работе на полигоне начинаются с пометки «Обучение!», такая же пометка ставится на полях наряда-допуска, бланка переключений и других бланочных документов.

40.1.2.6. Находящийся в смене диспетчер, с которым ведутся оперативные переговоры, принимает участие в занятиях со своего рабочего места.

40.1.2.7. Проведение занятий на учебном полигоне оформляется в журнале произвольной формы или в журнале производственного обучения с обязательным указанием даты, темы занятий, фамилий и инициалов обучающихся и обучаемых лиц, их подписей.

40.1.3. Минимальные требования к оснащению базового полигона филиала или ПО.

40.1.3.1. Участок ВЛ 35-110 кВ на промежуточных и анкерных опорах, изготовленных из различных материалов (рекомендуется не более 2-3-х пролётов). Допускается оборудовать участком ВЛ 35-110 кВ один из учебных полигонов филиала.

40.1.3.2. Расположение участка должно позволять при проведении учебно-тренировочных работ размещать машины и механизмы для отработки типовых видов работ или их имитации: замена поддерживающей и натяжной изолирующих подвесок, замена провода, грозотроса, линейной арматуры, опор (имитация с реальным расположением применяемых машин и механизмов).

40.1.3.3. Участок ВЛ 10 кВ с совместной подвеской проводов ВЛ 0,4 кВ, в т.ч. сети наружного освещения (при наличии в эксплуатации).

40.1.3.4. Расположение участка ВЛ должно позволять при проведении учебно-тренировочных работ размещать машины и механизмы для отработки типовых видов работ: замена изоляторов, замена проводов ВЛ 0,4 кВ и ВЛ 10 кВ, замена траверс и опор (имитация с реальным расположением применяемых машин и механизмов). Расположение отдельных зон участка ВЛ должны обеспечивать условия по отработке навыков закорачивания линий методом наброса и снятию пострадавшего с опоры.

42.1.3.5. Участок ВЛ 0,4 кВ, пересекающийся с ВЛ 10 кВ (по 2-3 пролета каждой ВЛ).

40.1.3.6. Расположение участка должно позволять при проведении учебно-тренировочных работ размещать машины и механизмы для отработки типовых видов работ: замена изоляторов, замена провода как на ВЛ 0,4 кВ, так и на ВЛ 10 кВ, траверс, опор (имитация с реальным расположением применяемых машин и механизмов). Отдельные зоны участка ВЛ 0,4 кВ и ВЛ 10 кВ должны обеспечивать условия по отработке навыков закорачивания линии методом наброса заземляющего проводника и снятия пострадавшего с опоры.

40.1.3.7. Участок ВЛ 0,4 кВ с совместной подвеской проводов уличного освещения и радио на деревянных и железобетонных опорах.

40.1.3.8. Расположение участка должно позволять при проведении учебно-тренировочных работ отрабатывать навыки подъёма на опоры, перехода через траверсы

или крюки линий совместного подвеса при выполнении типовых видов работ, устанавливать раскрепляющие устройства.

40.1.3.9. Участок ВЛИ-0,4 кВ на деревянных и железобетонных опорах. Расположение участка должно позволять при проведении учебно-тренировочных работ отработать навыки подъема на опоры, выполнение типовых видов работ на ВЛИ - 0,4 кВ, выполнение работ по устранению повреждений на ВЛИ -0,4 кВ.

40.1.4. Ответвления от ВЛ 0,4 кВ к вводу в здание.

40.1.4.1. Расположение участка должно позволять отработать навыки замены проводов, изоляторов, монтажа приборов учёта и их подключения (в том числе ВПУ), измерения сопротивления петли «фаза-ноль», измерения габаритов, сопротивления стационарных заземляющих устройств.

40.1.4.2. Рекомендуется предусмотреть ВРУ-0,4 кВ с узлом учета электроэнергии и коммутационными аппаратами, расположенными на имитированном фасаде здания.

40.1.4.3. Комплект трансформаторных ПС напряжением 10/0,4 кВ.

40.1.4.4. КТП 10/0,4 кВ сельского типа на ж/б приставках, подключенная к участку ВЛ-10 кВ полигона с предохранителями по стороне 10 кВ и автоматическими выключателями 0,4 кВ, с трансформатором любой разрешенной мощности.

40.1.4.5. КТП 10/0,4 кВ любого типа исполнения, подключенная в транзит участка ВЛ-10 кВ, однострансформаторная с линейными внутренними выключателями нагрузки 10 кВ, трансформаторным разъединителем 10 кВ внутренней установки.

40.1.4.6. МТП 10/0,4 кВ, подключенная в транзите участка ВЛ-10 кВ. Исходя из состава установленного оборудования и расположения участка, должна обеспечиваться отработка следующих навыков:

- производства оперативных переключений, подготовки рабочего места и допуска к работам;
- монтажа, замены отдельных элементов, регулировки разъединителя, выключателя нагрузки 10 кВ;
- замена проходных и опорных изоляторов, ПК-10 кВ, коммутационных аппаратов 0,4 кВ;
- измерение контуров заземлений, габаритов.

40.1.4.7. На одной из трансформаторной ПС 10/0,4 кВ рекомендуется предусмотреть организацию узлов учета 0,4 кВ и 10 кВ с ТТ.

40.1.4.8. Участок отработки технологии выполнения монтажных работ без подъема на высоту:

- участок ж/б укороченных опор ВЛ 10 кВ (высота над поверхностью земли 2 м) с траверсой и изоляторами в исполнении подвесной и штыревой изоляции на уровне груди человека (1,4 м);
- участок деревянных укороченных одностоечных опор ВЛ 0,4 кВ (высота над поверхностью земли 2 м) с изоляторами (на крюках) на уровне груди человека (1,4 м);
- участок укороченных деревянных и ж/б опор для отработки навыков определения их технического состояния (степень загнивания деревянных опор, раскрытие трещин бетонных опор, откапывание на глубину 0,6 м с оценкой состояния) и возможности подъема на опору (рекомендуется набор дефектных опор сочетать с нормальными).

40.1.5. Площадка подстанционного оборудования.

40.1.5.1. Допускается иметь один на филиал учебный полигон, имеющий площадку подстанционного оборудования.

40.1.5.2. Оснащение набором ячеек КРУ(Н) 10 кВ зоны обслуживания с выключателями и рабочими приводами, выкатными элементами, разъединителями, заземляющими ножами.

40.1.5.3. Оснащение ячейкой выключателя и разъединителя 35 кВ (рекомендуется блочная схема «разъединитель - выключатель – разъединитель» на одной металлоконструкции) и 110 кВ с действующими приводами, разъединителями, заземляющими ножами, при необходимости, с двумя системами шин и обходной системой шин 110 кВ.

40.1.5.4. Рекомендуется организовать здание ОПУ со щитом управления и помещением связи, с размещением на щите управления кабелей вторичной коммутации, в помещении связи - оборудования связи.

40.1.5.5. Состав оборудования и расположение участка должно обеспечивать отработку следующих навыков:

- оперирования коммутационными аппаратами;
- изучения компоновки оборудования;
- подготовки рабочего места для различных видов работ;
- замены проходных и опорных изоляторов;
- регулировки разъединителей и приводов;
- оценки состояния ОСИ 110 кВ;
- снятия характеристик приводов разъединителей и выключателей;
- выполнения типовых видов работ по техническому обслуживанию выключателей;
- выполнение типовых видов работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования АСУ ТП (ТМ) и СДТУ;
- проведение занятий по техническому обслуживанию узлов учета 10-110 кВ, замене счетчиков электроэнергии, инструментальной проверке схемы включения счетчика.

40.1.5.6. Рекомендуется предусмотреть организацию стендов по демонстрации факторов опасности электрического тока и электрической дуги, имитации действия электрического тока на человека.

40.1.5.7. Участок полигона для отработки практических навыков применения первичных средств пожаротушения, в том числе на оборудовании электроустановок.

40.1.5.8. Состав оборудования и расположение его на выделенном участке должны обеспечивать:

- исключение задымления соседних участков в период одновременной отработки;
- отработку практических навыков локализации возгорания с применением огнетушителей условного очага с использованием противня (поддонов) и локализации горючих жидкостей с использованием песка;
- по возможности, наличие систем противопожарного водоснабжения с использованием, емкости, мотопомпы, пожарных рукавов и пожарных стволов;
- отработку действий по допуску на тушение пожара, допуск подразделений пожарной охраны с заземлением пожарных автомобилей и пожарных стволов.

40.1.5.9. Участок рекомендуется оснастить не менее, чем двумя ячейками КРУ(Н) 6-10 кВ тип КРН-III-10 (КРН-IV-10) с возможностью установки внутри ячейки противня (поддона) и КТП 10/0,4 кВ киоскового или блочного типа для отработки ликвидации внутренних возгораний.

40.1.5.10. Поддон рекомендуется выбирать размером не менее: 1200 мм x 1000 мм x 200 мм (ДxШxВ). Для имитации горения горючего вещества рекомендуется предусматривать следующую пропорцию горючей смеси: вода + дизтопливо + бензин в пропорции 3:1:1.

40.1.6. Участок кабельной линии связи.

40.3.6.1. Рекомендуется оборудовать участок по ремонту КЛ различных классов напряжения.

40.1.7. Минимальные требования к мини учебно-тренировочным полигонам РЭС.

40.1.7.1. КТП 10/0,4 кВ сельского типа на ж/б приставках, подключенная к участку ВЛ-10 кВ полигона с предохранителями по стороне 10 кВ и автоматическими выключателями 0,4 кВ, с трансформатором любой разрешенной мощности.

40.1.7.2. Участок ВЛ 10 кВ на деревянных и железобетонных опорах – один пролет с разъединителем 10 кВ на концевой опоре перед ТП.

40.1.7.3. Состав оборудования и расположение участка должно обеспечивать отработку следующих навыков:

- производство оперативных переключений, подготовки рабочего места и допуска к работам;
- монтаж, замена отдельных элементов, регулировки разъединителя;
- замена проходных и опорных изоляторов, ПК-10 кВ, коммутационных аппаратов 0,4 кВ;
- измерение контуров заземлений, габаритов.

40.3.7.4. Участок ВЛ 0,4 кВ, отходящий от ТП (один пролет со спусками).

40.1.8. Ответвления от участка ВЛ 0,4 кВ к вводу в здание.

40.1.8.1. Расположение участка должно позволять отрабатывать навыки замены проводов, изоляторов, монтажа приборов учёта и их подключения (в том числе ВПУ), измерения сопротивления петли «фаза-ноль», измерения габаритов, сопротивления стационарных заземляющих устройств.

40.1.8.2. Расположение участков ВЛ должно позволять при проведении учебно-тренировочных работ размещать машины и механизмы для отработки типовых видов работ: замена изоляторов, замена проводов ВЛ 0,4 кВ и ВЛ 10 кВ, замена траверс и опор (имитация с реальным расположением применяемых машин и механизмов). Расположение отдельных зон участка ВЛ должны обеспечивать условия по отработке навыков закорачивания линий методом наброса и снятия пострадавшего с опоры.

40.2. Перечень внутренних документов общества, обеспечивающих реализацию технической политики

№	Название	Информация о документе		
		Орган, утвердивший документ	Тип организационно - распорядительного документа	Дата, номер
1.	Долгосрочная программа развития ПАО «Россети»	Совет директоров	Протокол	от 19.12.2014 № 174
2.	Концепция развития системы управления производственными активами группы компаний ОАО «Россети»	Правление	Протокол	от 22.04.2015 № 340пр
3.	Типовой план развития системы управления производственными активами ДЗО ПАО «Россети» на 2016-2018 гг.	Правление	Протокол	от 12.02.2016 № 439пр/5
4.	О реализации типового плана развития СУПА ОАО «Россети» и ДЗО ОАО «Россети» на 2015-2017 гг.	Первый заместитель Генерального директора	Распоряжение	от 16.06.2015 №290р
5.	Об обеспечении единства нормативно-справочной информации в системе управления производственными активами в ОАО «Россети» и ДЗО ОАО «Россети»	Первый заместитель Генерального директора	Распоряжение	от 28.11.2014 №530р
6.	О вводе в опытно-промышленную эксплуатацию порядка организации и проведения оценки эффективности и уровня зрелости системы управления производственными активами Группы компаний Россети	Первый заместитель Генерального директора	Распоряжение	от 26.01.2016 № 28р

7.	О вводе в опытно-промышленную эксплуатацию типовой методики оценки последствий отказа оборудования	Первый заместитель Генерального директора	Распоряжение	от 29.01.2016 № 39р
8.	Политика инновационного развития, энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Россети»	Совет директоров	Протокол	от 23.04.2014 №150
9.	Положение по формированию Программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности дочерних и зависимых обществ ОАО «Россети»	Совет директоров	Протокол	от 29.05.2014 №156
10.	Об организации работы по развитию энергосервисной деятельности в дочерних и зависимых обществах ОАО «Россети»	Первый заместитель Генерального директора	Приказ	от 02.09.2013 №545
11.	Об утверждении реестра нормативно-технических документов в области технического регулирования ПАО «Россети» и ДЗО ПАО «Россети»	Первый заместитель Генерального директора	Распоряжение	от 28.12.2015 № 612р
12.	Об утверждении плана разработки нормативно-технических документов в области технического регулирования ПАО «Россети» и ДЗО ПАО «Россети» на 2015-2017 гг.	Первый заместитель Генерального директора	Распоряжение	от 03.03.2016 № 90р
13.	Об утверждении Положения о реализации единой технической политики ПАО «Россети» и ДЗО ПАО «Россети» в электросетевом комплексе	Первый заместитель Генерального директора	Распоряжение	от 16.11.2015 № 542р

14.	Кадровая и социальная политика ПАО «Россети»	Совет директоров	Протокол	от 20.06.2014 №158
15.	Стратегия Общества и ДЗО в области информационных технологий, автоматизации и телекоммуникаций на период до 2016 года	Совет директоров	Протокол	от 02.07.2012 г. № 86
16.	Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса	Правление	Протокол	от 22.06.2015 № 356пр/1

40.3. Используемые сокращения

№	Сокращение	Описание сокращения
1.	АСЭМПЧ	Асинхронизированный электромашинный преобразователь частоты
2.	АБ	Аккумуляторные батареи
3.	АББМ	Аккумуляторные батареи большой мощности
4.	АВР	Автоматический ввод резерва
5.	АИИС КУЭ	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
6.	АПВ	Автоматическое повторное включение
7.	АРМ	Автоматизированное рабочее место
8.	АСТУ	Автоматизированные системы технологического управления
9.	АСУ	Автоматизированная система управления
10.	АСУЭ	Автоматизированная система учета электроэнергии
11.	АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
12.	АТ	Автотрансформатор
13.	АТ/Т	Автотрансформатор/трансформатор
14.	АТС	Автоматическая телефонная станция
15.	АЭС	Атомная электростанция
16.	БШПД	Беспроводной широкополосный доступ
17.	ВДТ	Вольтодобавочный трансформатор
18.	ВЗГ	Вторичные задающие генераторы
19.	ВКС	Система видеоконференцсвязи
20.	ВЛ	Воздушная линия
21.	ВН	Высокое напряжение
22.	ВОЛП	Волоконно-оптическая линия передачи
23.	ВОЛС	Волоконно-оптические линии связи
24.	ВПТ	Вставка постоянного тока
25.	ВТСП	Высокотемпературная сверхпроводимость
26.	ВЧ	Высокочастотный(ая)
27.	ГАЭС	Гидроаккумулирующая электростанция
28.	ГИЛ	Газоизолированные линии электропередач
29.	ГИС (GIS)	Геоинформационная система
30.	ДЗО	Дочернее и зависимое общество
31.	ДП	Диспетчерский пункт
32.	ДЦ	Диспетчерский центр
33.	ЕНЭС	Единая национальная электрическая сеть
34.	ЕЭС России	Единая энергетическая система России
35.	ЗРУ	Закрытое распределительное устройство
36.	ЗТП	Закрытая трансформаторная подстанция
37.	ЗУ	Зарядное устройство
38.	ИВК ВУ	Информационно-вычислительный комплекс верхнего уровня
39.	ИВКЭ	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки

40.	ИИК	Информационно-измерительный комплекс
41.	ИИС	Информационно-измерительная система
42.	ИС	Информационная система
43.	ИТ	Информационные технологии
44.	ИТСО	Инженерно-технические средства охраны
45.	КЛ	Кабельная линия
46.	КЛС	Кабельная линия связи
47.	КПЭ	Ключевой показатель эффективности
48.	КРУ	Комплектные распределительные устройства
49.	КРУЭ	Комплектные распределительные устройства элегазовые
50.	КРУЭН	Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией наружного исполнения
51.	КСО	Камеры сборные одностороннего обслуживания
52.	КЭ	Качество электроэнергии
53.	ЛВС	Локально-вычислительная сеть
54.	ЛЭП	Линии электропередачи
55.	М/Д	Система естественного масляного охлаждения/масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла
56.	М/Д/ДЦ	Система естественного масляного охлаждения/ масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла/масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители
57.	МИ	Методика измерений
58.	НИОКР	Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
59.	НН	Низкое напряжение
60.	НТД	Нормативно-техническая документация
61.	ОКГТ	Оптический кабель, встроенный в грозозащитный трос
62.	ОКНН	Оптический кабель неметаллический навивной, навиваемый на грозозащитный трос или фазный провод
63.	ОКФП	Оптический кабель, встроенный в фазный провод
64.	ОКСН	Оптический кабель самонесущий неметаллический
65.	ОИУК	Оперативно-информационный управляющий комплекс
66.	ОКАТО	Общероссийский классификатор объектов административно-территориального деления
67.	ОКСМ	Общероссийский классификатор стран мира
68.	ОМП	Определение места повреждения
69.	ОПН	Ограничители перенапряжений
70.	ОРД	Организационно-распорядительные документы
71.	ОРУ	Открытое распределительное устройство
72.	ОРЭМ	Оптовый рынок электроэнергии и мощности
73.	ОСИ	Опорно-стержневых изоляторов
74.	ОТУ ЭСК	Оперативно-технологическое управление электросетевым комплексом
75.	ПА	Противоаварийная автоматика
76.	ПБВ	Переключающее устройство без возбуждения
77.	ПИР	Проектно-изыскательские работы

78.	ПКЭ	Показатели качества электроэнергии
79.	ПО	Программное обеспечение
80.	ПО (РЭС)	Производственные отделения (районные электрические сети)
81.	ППТ	Преобразователи постоянного тока
82.	ПС	Подстанция
83.	ПСД	Проектно-сметная документация
84.	ПТК	Программно-технический комплекс
85.	ПУЭ	Правила устройства электроустановок
86.	ПЭГ	Первичный эталонный генератор
87.	Psaidi	Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг
88.	Psaiifi	Средняя частота прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг
89.	РАС	Регистратор аварийных событий
90.	РЗА	Релейная защита и автоматика
91.	РП	Распределительный пункт
92.	РПН	Регулирование напряжения под нагрузкой
93.	РРЛ	Радиорелейные линии связи
94.	РТП	Распределительная трансформаторная подстанция
95.	РУ	Распределительное устройство
96.	РЩ	Распределительный щит
97.	СВТК	Система внутреннего технического контроля
98.	СИ	Средства измерения
99.	СИП	Самонесущие изолированные провода
100.	СИПн	Самонесущие изолированные провода не распространяющие горение
101.	СКРМ	Система компенсации реактивной мощности
102.	СКУД	Системы контроля и управления доступом
103.	СМиУКЭ	Система мониторинга и управления качеством электроэнергии
104.	СМПР	Система мониторинга переходных режимов
105.	СМР	Строительно-монтажные работы
106.	СН	Среднее напряжение
107.	СНиП	Строительные нормы и правила
108.	СОПТ	Система оперативного постоянного тока
109.	СПЗ	Совмещенное производственное здание
110.	ССПД	Система сбора и передачи данных
111.	ССПИ	Система сбора и передачи информации
112.	СТАТКОМ	Статический компенсатор реактивной мощности
113.	СТК	Статический тиристорный компенсатор
114.	СТП	Столбовые трансформаторные подстанции
115.	СУОТ	Система управление охраной труда
116.	ТКЗ	Токи короткого замыкания
117.	ТМ	Телемеханика
118.	ТН	Трансформатор напряжения
119.	ТОиР	Техническое обслуживание и ремонт

120.	ГОУ	Токоограничивающее устройство
121.	ТП	Трансформаторная подстанция
122.	ТПиР	Программа технического перевооружения и реконструкции
123.	ТСС	Тактовая сетевая синхронизация
124.	ТТ	Трансформатор тока
125.	ТфОП	Телефонная сеть общего пользования
126.	ТЭС	Тепловая электростанция
127.	УКВ	Ультракороткие волны
128.	УПАСК	Устройство передачи аварийных сигналов и команд
129.	УПНКП	Устройство преднамеренной неодновременной коммутации полюсов
130.	УРЗА	Устройство релейной защиты и автоматики
131.	УСПД	Устройство сбора и передачи данных
132.	УФ	Ультрафиолетовое (излучение)
133.	УШР	Управляемый шунтирующий реактор
134.	ФПУ	Фазоповоротные устройства
135.	ФХА	физико-химический анализ
136.	ЦАТС	Центральный модуль системы АТС
137.	ЦСПА	Централизованная система противоаварийного управления
138.	ЦУС	Центр управления сетями
139.	ШОТ	Шкаф оперативного тока
140.	ШР	Шунтирующий реактор
141.	ЩПТ	Щит постоянного тока
142.	ЩСН	Щит собственных нужд
143.	ЭМП	Электромагнитные помехи
144.	ЭСК	Электросетевой комплекс
145.	ЭТЛ	Электротехническая лаборатория